



HAL
open science

Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur

Boris Berseneff

► **To cite this version:**

Boris Berseneff. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Grenoble, 2010. Français. NNT: . tel-00575940v2

HAL Id: tel-00575940

<https://theses.hal.science/tel-00575940v2>

Submitted on 15 Mar 2011

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.

**UNIVERSITÉ DE GRENOBLE
INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

N° attribué par la bibliothèque

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

THÈSE

pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'Université de Grenoble
délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble**

Spécialité : « Génie Électrique »

préparée au laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab)

dans le cadre de l'École Doctorale « Électrotechnique Électronique Automatique
et Traitement du Signal »

présentée et soutenue publiquement

par

Boris BERSENEFF
Ingénieur ENSEEG

le 13 Décembre 2010

**Réglage de la tension dans les réseaux de
distribution du futur**

Directeur et Co-encadrant de thèse:
**NOUREDINE HADJSAÏD
YVON BÉSANGER**

JURY

M. Abdellatif Miraoui,	Président
M. Ronnie Belmans,	Rapporteur
M. Xavier Guillaud,	Rapporteur
M. Nouredine Hadjsaïd,	Directeur de thèse
M. Yvon Bésanger,	Co-encadrant
M. Olivier Huet,	Examinateur

*À mes Grands Parents :
Xénia, Nicolas, Madeleine et Léon.*

Table des matières

Remerciements	xv
Introduction générale	1
I Évolution des réseaux électriques	5
I.1 Introduction	6
I.2 Fonctionnement des systèmes électriques	6
I.2.1 Aperçu général	6
I.2.2 Organisation physique : la séparation des fonctions	6
I.2.2.1 Production	6
I.2.2.2 Transport	8
I.2.2.3 Distribution	9
I.2.2.4 Consommation	9
I.2.2.5 Supervision	9
I.2.3 Organisation économique : vers la libéralisation des marchés de l'énergie électrique	10
I.2.3.1 Avant la libéralisation : le temps des monopoles	10
I.2.3.2 Un nouveau paradigme : la libéralisation des marchés de l'énergie électrique	11
I.3 Les réseaux de distribution	11
I.3.1 Caractéristiques techniques générales	12
I.3.2 Les postes sources HTB/HTA	12
I.3.3 Lignes et départs HTA	12
I.3.4 Qualité de service	13
I.4 La production décentralisée	14
I.4.1 Définition	14
I.4.2 Les différents types de production décentralisée	14
I.4.2.1 Les énergies renouvelables	14
I.4.2.2 Les énergies non renouvelables	16
I.4.3 Intérêts et perspectives de développement de la production décentralisée	16
I.4.3.1 Avantages économiques	16
I.4.3.2 Avantages climatiques et perspectives de développement	17
I.4.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution	18
I.5 Les réseaux électriques du futur : les <i>smart grids</i>	19
I.5.1 Origine du terme <i>smart grids</i>	19
I.5.2 Les smart grids : point de convergence des systèmes électriques	19
I.5.3 Vers des réseaux plus intelligents	20
I.5.3.1 Smart grids : causes et catalyseurs d'une évolution des réseaux	20
I.5.3.2 Définition des smart grids	21

I.6	Conclusions	22
II	La problématique du réglage de tension dans les réseaux de distribution électriques	23
II.1	Introduction	24
II.2	De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques	24
II.2.1	Réglage de tension : qualité et sûreté sur les réseaux	24
II.2.1.1	Satisfaction des différents utilisateurs des réseaux	24
II.2.1.2	Respect des contraintes de fonctionnement des matériels	24
II.2.2	Réglage de tension : exploitation optimale des réseaux	25
II.2.2.1	Chutes de tension et pertes Joule	26
II.2.2.2	Puissance Transmissible	26
II.2.3	Conclusions sur l'utilité du réglage de tension	27
II.3	Le réglage de tension dans les réseaux de distribution actuels	28
II.3.1	Principe général de fonctionnement	28
II.3.1.1	Tranformateurs régleurs en charge	29
II.3.1.2	Bancs de condensateurs	30
II.3.2	Etudes de cas : efficacité et limites du réglage de tension actuel	30
II.3.2.1	Cas d'étude	30
II.3.2.2	Résultats	32
II.4	Vers une nouvelle méthode de réglage de la tension : Volt VAR Control	36
II.4.1	Les besoins	36
II.4.2	Le réglage de tension dans la littérature scientifique	37
II.4.3	Les travaux d'IDEA sur le réglage de tension	37
II.4.3.1	Premiers travaux sur la gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution	38
II.4.3.2	Réglage local autoadaptatif	38
II.4.3.3	Réglage coordonné de la tension	40
II.4.4	Proposition d'une méthode générale de réglage de la tension	42
II.5	Conclusions	43
III	Réglage optimal de la tension	45
III.1	Introduction	46
III.2	Principes généraux de l'optimisation numérique	46
III.2.1	Définition	46
III.2.2	Modélisation du système	46
III.2.2.1	Variables de décision	46
III.2.2.2	Contraintes	47
III.2.2.3	Fonction objectif	47
III.2.3	Formulation mathématique générale de l'optimisation	47
III.3	Problématique générale associée au réglage optimal de la tension	48
III.3.1	Hypothèses de fonctionnement des réseaux de distribution	48
III.3.1.1	Gestionnaire du réseau de distribution	48
III.3.1.2	Instrumentation des réseaux de distribution et estimateurs d'états	49
III.3.2	Discussion sur les stratégies de modélisation des organes de réglage de la tension	49
III.3.2.1	Modélisation discrète	50
III.3.2.2	Modélisation continue	50
III.3.2.3	Modélisation mixte	51

III.3.3	Méthodes de résolution du problème du réglage de tension	51
III.3.3.1	Méthodes d'optimisation continue	51
III.3.3.2	Méthodes d'optimisation discrète	52
III.3.3.3	Méthodes d'optimisation mixte pseudo continue	52
III.3.3.4	Méthode d'optimisation mixte découplée	52
III.3.3.5	Amélioration du réglage coordonné de tension	53
III.3.4	Sélection de la modélisation et de la méthode d'optimisation	56
III.4	Algorithme développé : Optimisation Mixte Découplée	58
III.4.1	Principe de l'optimisation mixte découplée	58
III.4.1.1	Description générale de l'algorithme	58
III.4.1.2	Construction des matrices du réseau	60
III.4.1.3	Construction de la matrice d'état du réseau	61
III.4.1.4	Cœur de l'algorithme	62
III.4.1.5	Schéma synoptique de l'OMD	62
III.4.2	Méthodes d'optimisation numérique continue	62
III.4.2.1	Programmation séquentielle quadratique	62
III.4.2.2	Méthodes du point intérieur	65
III.4.3	Modèle numérique de réseau	65
III.4.3.1	Modélisation des lignes	66
III.4.3.2	La matrice d'admittance complexe	66
III.4.3.3	Modélisation des transformateurs	68
III.4.3.4	Modélisation des charges	68
III.4.3.5	Modélisation des GED	69
III.4.3.6	Modélisation des bancs de condensateurs	70
III.4.4	Simulation numérique	71
III.4.4.1	Nœud bilan	71
III.4.4.2	Équations générales des réseaux	71
III.4.4.3	Méthodes de calculs de répartition de charges	72
III.4.5	Expression mathématique du problème du réglage optimal de la tension	74
III.4.5.1	Variables de décision	74
III.4.5.2	Fonction objectif	75
III.4.5.3	Contraintes	76
III.4.5.4	Formulation mathématique du problème d'optimisation	78
III.5	Réalisation logicielle	78
III.5.1	Définition du besoin	78
III.5.2	Choix de l'environnement de simulation et de développement	79
III.5.3	Développement d'un environnement de simulation	80
III.5.3.1	Traitement des données réseaux	81
III.5.3.2	Algorithme de simulation des réseaux	81
III.5.3.3	Interface graphique et traitement des résultats	82
III.5.4	Méthodes de programmation de l'OMD	82
III.5.5	Amélioration des temps de calculs	83
III.5.5.1	Méthodes d'accélération du calcul de répartition de charges	83
III.5.5.2	Méthodes d'accélération de la convergence	84
III.5.5.3	Méthode de parallélisation des calculs	86
III.6	Illustration sur un cas d'étude simple	88
III.6.1	Objectif de l'étude	88
III.6.2	Détail du cas d'étude	88
III.6.3	Premiers résultats de simulation	88

III.7 Conclusions	92
IV Validation de l'Optimisation Mixte Découplée	95
IV.1 Introduction	96
IV.2 Comparaison des méthodes d'optimisation numérique : SQP et Point Intérieur	96
IV.2.1 Réponse à une variation de puissance active d'une GED	97
IV.2.2 Réponse à une variation de la charge du réseau	97
IV.2.3 Conclusions	100
IV.3 Comparaison avec le réglage classique de tension	104
IV.3.1 Hypothèses et scénario de simulation	104
IV.3.2 Analyse des résultats	106
IV.3.3 Conclusions	109
IV.4 Comparaison des fonctions objectifs	110
IV.4.1 Hypothèses et scénario de simulation	110
IV.4.2 Analyse des résultats	110
IV.4.3 Conclusions	112
IV.5 Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau de distribution	113
IV.5.1 Hypothèses de simulation	114
IV.5.2 Évaluation simple de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau	114
IV.5.3 Étude mixte de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tirages aléatoires	116
IV.5.4 Conclusions	118
IV.6 Conclusions : synthèse des études de validation de l'OMD	118
V Études et analyses complémentaires	121
V.1 Introduction	122
V.2 Participation avancée des parc éoliens au réglage de tension	122
V.2.1 Contexte et objectifs de l'étude	122
V.2.1.1 Quelques rappels sur l'énergie éolienne	122
V.2.1.2 Vers une meilleure intégration des parcs éoliens sur les ré- seaux de distribution	123
V.2.2 Méthodes développées	123
V.2.2.1 Problématique	123
V.2.2.2 Gestion coordonnée interne des parcs éoliens	124
V.2.2.3 Stratégies de réponse à la consigne de puissance réactive calculée par l'OMD	125
V.2.2.4 Modélisation du réseau de distribution par le gestionnaire du parc éolien	126
V.2.2.5 Modélisation des pertes dans les onduleurs des éoliennes	127
V.2.3 Présentation et analyse des résultats obtenus	130
V.2.3.1 Scénario de simulation	130
V.2.3.2 Résultats obtenus sans variation de vent	131
V.2.3.3 Résultats obtenus avec variations de vent	132
V.2.4 Conclusions de l'étude	134
V.3 Vers une industrialisation de l'OMD	135
V.3.1 Contexte industriel	135
V.3.2 Résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX	136
V.3.2.1 Description du réseau utilisé	136
V.3.2.2 Première étude de cas : contrainte locale de tension	138

V.3.2.3	Deuxième étude de cas : variation journalière de la charge	140
V.3.2.4	Troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source	143
V.3.2.5	Projet FENIX : conclusions et perspectives	144
V.3.3	Réflexions sur le déploiement du réglage de tension	145
V.3.3.1	Architecture de fonctionnement du réglage de tension	145
V.3.3.2	Autres actionneurs du réglage de tension	147
V.3.3.3	Les infrastructures réseau nécessaires au fonctionnement du réglage de tension	148
V.4	Conclusions	149
Conclusion générale et perspectives		151
Bibliographie		155
A Annexes du chapitre III		A1
A.1	Amélioration du réglage coordonné de tension, travaux de M. Biserica : hypothèses de simulation	A1
A.1.1	Régulation sur le nœud le plus contraint : hypothèses de simulation	A1
A.1.2	Prise en compte du transformateur régleur en charge dans la fonction objectif du D-RCT : hypothèses de simulation	A1
A.2	Détail du calcul des pertes Joule et ferromagnétiques dans les transforma- teurs HTA/BT	A2
A.3	Schémas synoptiques détaillés de l'OMD	A3
B Annexes du chapitre V		B7
B.1	Participation avancée des parcs éoliens au réglage de tension : annexes	B7
B.1.1	Caractéristiques des parcs éoliens simulés	B7
B.1.2	Résultats obtenus sans variation de vent : résultats complémentaires	B7
B.1.3	Résultats complémentaires	B8
B.2	Résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX, troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source, résultats complémentaires	B8

Table des figures

I.1	Organisation des différents niveaux de tension du système électrique . . .	7
I.2	Production d'électricité par source dans le monde en 2006	8
I.3	Appellations normalisées des différents niveaux de tension	9
I.4	Courbe de charge de la journée du 21 mars 2009	10
I.5	Schéma de principe d'un poste source HTB/HTA	12
I.6	Variation de la tension le long d'un départ HTA	13
I.7	Scénario de référence pour la production d'électricité	18
I.8	Flux d'énergie sur un réseau de distribution en présence de GED	19
II.1	Modèle monophasé en Π de ligne électrique triphasée	25
II.2	Diagramme de Fresnel du modèle en Π	25
II.3	Modèle de la ligne simplifiée avec charge résistive	27
II.4	Évolution de la puissance transmissible maximale	27
II.5	Modélisation du transformateur triphasé symétrique	29
II.6	Topologie du réseau simulé	31
II.7	Évolution de la charge du réseau au cours du temps	32
II.8	Plan de tension du réseau sans GED à faible charge	32
II.9	Évolution des tensions maximales et minimales du réseau sans GED . . .	33
II.10	Plan de tension du réseau sans GED à forte charge	34
II.11	Plan de tension du réseau avec GED à faible charge	34
II.12	Transits descendants de puissance active dans le transformateur avec et sans GED	35
II.13	Pertes Joule sur le réseau avec et sans GED	35
II.14	Réglage auto-adaptatif : seuils de tension	39
II.15	Principe général du réglage auto-adaptatif	39
II.16	Schéma de principe du D-RCT	41
III.1	Plan de tension obtenu avec le D-RCT seul	54
III.2	Plan de tension obtenu avec le D-RCT et régulation sur le nœud le plus contraint	55
III.3	Prise en compte du transformateur régulateur en charge dans la fonction objectif du D-RCT : plan de tension suite à un échelon de charge	56
III.4	Absence de réglage de tension : plan de tension suite à un échelon de charge	56
III.5	Influence du changement de prise d'un transformateur régulateur en charge sur la tension d'un second transformateur situé au même poste source . .	59
III.6	Schéma synoptique de l'algorithme OMD	63
III.7	Modèle monophasé en Π de ligne électrique triphasée	67
III.8	Schéma équivalent en π pour la construction de Y_{bus}	67
III.9	Modélisation du transformateur triphasé symétrique	68
III.10	Diagramme P/Q idéal d'un alternateur	69
III.11	Architecture de l'environnement de simulation développé	80

III.12	Application de la méthode de réduction de nœuds	85
III.13	Pertes Joule dans le réseau en fonction d'une variation de puissance réactive d'une GED	86
III.14	Tension en un nœud du réseau en fonction d'une variation de puissance réactive d'une GED	86
III.15	Consigne de puissance réactive d'une GED en fonction de la charge du réseau	87
III.16	Tension en un nœud du réseau en fonction de la charge du réseau.	87
III.17	Illustration sur un cas d'étude simple : topologie du réseau simulé	89
III.18	Illustration sur un cas d'étude simple : caractéristiques de la GED	89
III.19	Illustration sur un cas d'étude simple : évolution des prises du banc de condensateurs	90
III.20	Illustration sur un cas d'étude simple : pertes Joule avant l'échelon de puissance	90
III.21	Illustration sur un cas d'étude simple : plan de tension avant l'échelon de puissance	91
III.22	Illustration sur un cas d'étude simple : évolution des prises du transformateur	91
III.23	Illustration sur un cas d'étude simple : plan de tension après l'échelon de puissance	92
III.24	Illustration sur un cas d'étude simple : pertes Joule après l'échelon de puissance	92
III.25	Illustration sur un cas d'étude simple : transit de puissance réactive dans le transformateur	92
IV.1	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : pertes Joule	98
IV.2	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : tensions maximales et minimales du réseau	98
IV.3	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : évolution des prises du transformateur	99
IV.4	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : caractéristiques de la GED	99
IV.5	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : transit de puissance réactive dans le transformateur	100
IV.6	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : charge du réseau en fonction du temps	100
IV.7	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : pertes Joule	101
IV.8	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : évolution des prises du transformateur	101
IV.9	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : tensions maximales et minimales du réseau	102
IV.10	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : caractéristiques de la GED	102

IV.11	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : transit de puissance réactive dans le transformateur	103
IV.12	Comparaison avec le réglage classique de la tension : topologie du réseau simulé	104
IV.13	Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution de la charge du réseau au cours du temps	105
IV.14	Comparaison avec le réglage classique de la tension : tensions maximales et minimales du réseau	106
IV.15	Comparaison avec le réglage classique de la tension : plan de tension du réseau obtenu avec le réglage classique et avec l'OMD	106
IV.16	Comparaison avec le réglage classique de la tension : pertes Joule	107
IV.17	Comparaison avec le réglage classique de la tension : caractéristiques d'une GED	108
IV.18	Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution des prises du transformateur	108
IV.19	Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution du banc de condensateurs	109
IV.20	Comparaison avec le réglage classique de la tension : transit de puissance réactive dans le transformateur	109
IV.21	Comparaison des fonctions objectifs : tensions minimales et maximales avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT	111
IV.22	Comparaison des fonctions objectifs : plans de tension avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT	111
IV.23	Comparaison des fonctions objectifs : plans de tension topologiques avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT	112
IV.24	Comparaison des fonctions objectifs : pertes totales avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT	112
IV.25	Comparaison des fonctions objectifs : évolutions des prises du transformateur régleur en charge avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT	113
IV.26	Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : somme de la puissance des GED en fonction du temps	114
IV.27	Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tensions minimales et maximales avec et sans OMD	115
IV.28	Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : plans de tension topologiques avec et sans OMD	116
IV.29	Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tirages aléatoires	117
V.1	Modélisation du réseau de distribution par le gestionnaire du parc éolien : comparaison des trois méthodes de modélisation	127
V.2	Modélisation des pertes dans les onduleurs des éoliennes : schémas d'un convertisseur AC-AC et d'un STATCOM	128
V.3	Pertes dans un parc éolien avec et sans prises en comptes des pertes dans les convertisseurs	129
V.4	Puissances réactives générées par chaque génératrice éolienne avec et sans prise en compte des pertes dans les convertisseurs	130
V.5	Vitesse du vent en fonctions temps	131

V.6	Puissance réactive générée par un parc, sans variation du vent : OMD-PE de type Q et OMD-PE de type V	132
V.7	Tension au PCC d'un parc, sans variation du vent : OMD-PE de type Q et OMD-PE de type V	132
V.8	Puissance réactive générée par un parc, avec variation du vent : OMD-PE de type Q et OMD-PE de type V	133
V.9	Tension au PCC d'un parc, avec variation du vent : OMD-PE de type Q et OMD-PE de type V	133
V.10	Pertes Joule dans le réseau de distribution, avec variation du vent : OMD-PE de type Q et OMD-PE de type V	134
V.11	Organisation générale du projet FENIX	136
V.12	Réseau Alava 220 kV	137
V.13	Réseaux Alava 30 kV et 13.2 kV	137
V.14	Réseaux Alava : représentation des données réseau dans l'outil de simulation	138
V.15	Projet FENIX, première étude de cas : plan de tension sans réglage optimal de tension	139
V.16	Projet FENIX, première étude de cas : plan de tension avec réglage optimal de tension	139
V.17	Projet FENIX, première étude de cas : transit de puissance réactive dans le transformateur principal	140
V.18	Projet FENIX, deuxième étude de cas : tensions minimales et maximales avec et sans réglage optimal de la tension	141
V.19	Projet FENIX, deuxième étude de cas : pertes Joule dans le réseau	141
V.20	Projet FENIX, deuxième étude de cas : transit de puissance réactive dans le transformateur principal	142
V.21	Projet FENIX, deuxième étude de cas : tension et puissance réactive d'une GED	142
V.22	Projet FENIX, deuxième étude de cas : évolution des prises d'un transformateur moyenne tension	143
V.23	Projet FENIX, troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source	144
V.24	Architecture informatique des postes de conduite des réseaux de distribution	149
A.1	Schéma synoptique de l'algorithme OMD : initialisation	A4
A.2	Schéma synoptique détaillé de l'algorithme OMD	A5
B.1	Topologie des parcs éoliens simulés	B7
B.2	Puissance réactive générée par le second parc sans variation du vent : OMD-PE de type V	B8
B.3	Pertes Joule dans le réseau de distribution avec et sans prise en compte pertes actives à l'intérieur du parc engendrées par la variation du flux de puissance réactive	B8
B.4	Projet FENIX, troisième étude de cas : tension et puissance réactive d'une GED	B9
B.5	Projet FENIX, troisième étude de cas : évolution des prises d'un transformateur	B9
B.6	Projet FENIX, troisième étude de cas : évolution des gradins d'un condensateur	B9
B.7	Projet FENIX, troisième étude de cas : pertes Joule	B10
B.8	Projet FENIX, troisième étude de cas : tensions minimales et maximales .	B10

Remerciements

Avant toutes choses, je tiens à remercier messieurs **Abdellatif Miraoui**, **Ronnie Belmans**, **Xavier Guillaud** et **Olivier Huet** d'avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse. Sans eux ces travaux n'auraient aucune valeur.

Je souhaite ensuite témoigner ma gratitude auprès de mes encadrants de thèses. En premier lieu, **Yvon Bésanger** qui a su faire confiance en 2006 au jeune ingénieur électrochimiste que j'étais alors. En m'acceptant dans le monde du génie électrique et en m'accompagnant tout au long de ces années, il a permis l'accomplissement de ces travaux. Merci Yvon ! Ce fût un réel plaisir de travailler avec toi. Je remercie aussi chaleureusement **Nouredine Hadjasaid** pour sa grande expertise et ses conseils toujours utiles. Je remercie également **Christophe Kieny** qui, lui aussi, grâce à ces nombreux avis éclairés, a permis la réalisation de cette thèse.

Le GIE IDEA est le fruit d'une collaboration efficace (!) entre le monde de la recherche universitaire et l'industrie. Les enjeux propres à chacun sont différents mais l'enrichissement mutuel est certain. Ont notamment contribué à cette collaboration fructueuse : **Gilles Malarange**, **Sébastien Grenard**, **Alexandre Quéric**, **Philippe Deschamps** et **Tuan Tran Quoc**. Je ne peux également oublier le personnel administratif d'IDEA, **Julie Laur** et **Florence Martin**. Merci à toutes les deux pour votre gentillesse et votre efficacité !

Évidemment je ne saurais oublier les nombreuses personnes rencontrées lors de ce séjour au G2ELAB. La liste est longue et de peur d'en oublier je ne citerai ici que les potos du B063, aka *Les Moustacos* et associés : **Doudou**, **Matt**, **Arnaud**, **Bill**, **Stéph**, **Coco**, **Damien**, **Teu**, etc et tous les doctorants et stagiaires des quatre coins du globe. Cette ambiance multiculturelle me laissera des souvenirs impérissables. Merci à tous !

Un petit mot aussi pour mes collègues de 11h40 : **Sylvain**, **Laurent**, **Bouli**, **Nico**, **Guilherme**, **Thomas** et **Jeronimo**. Vive les pommiers !

Cette thèse est l'aboutissement d'un long parcours commencé il y a maintenant plus de 25 ans. À ce titre je remercie ma famille et en particulier mes parents pour le soutien et la confiance qu'ils m'ont su m'accorder tout au long de ces années. Si j'ai pu en arriver là, c'est en partie grâce à votre abnégation et aux valeurs que vous m'avez transmises. Vous pouvez être fiers de vous. L'éducation est, je crois, la meilleure réponse à bien des maux.

Pour conclure, mes derniers remerciements s'adressent à celle qui a su me soutenir et renoncer à de nombreuses sorties en montagne afin que ces travaux voient le jour... Merci **Marion** ! On a maintenant toute la vie pour se rattraper ! :)

Grenoble, le 24 février 2011.

Ps : je n'oublie évidemment pas les **Bouleegs** et la team **Tomaxeborom** ! Trip for ever !

Introduction générale

La plupart des systèmes électriques des pays industrialisés subissent depuis quelques années d'importants changements structurels. Ces bouleversements physiques et économiques, parfois majeurs, résultent de la mise en place par les états et les organisations internationales de nouvelles politiques énergétiques. Ainsi, en 1996 le parlement européen ouvre le marché de l'énergie électrique à la concurrence. Cette déréglementation entraîne l'arrivée de nouveaux acteurs mais aussi une disparition progressive du modèle économique verticalement intégré.

Le modèle monopolistique du système électrique trouve ses origines dans la période de fort développement économique du milieu du XX^{ème} siècle. L'accroissement de la population et de l'activité économique nécessitent alors la construction à grande échelle d'infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité. Les investissements sont d'une telle ampleur que seuls les états sont en mesure de les planifier et de les financer. Cette nationalisation économique du secteur de l'énergie électrique a impliqué la mise en place d'un monopole. De plus, pour favoriser le développement de leur économie, les pays européens ont défini des obligations légales de service public pour les distributeurs. On peut citer notamment : l'égalité de traitement des consommateurs, la continuité de service, l'obligation de fourniture. Cette obligation de service public a constitué la seconde raison de la mise en place d'un monopole public. Par ailleurs, l'architecture des systèmes électriques construits à l'époque est une architecture centralisée. L'électricité est produite dans des centrales de forte puissance, transportée entre les régions par des réseaux à très haute tension puis distribuée aux consommateurs via des réseaux de distribution qui assurent un maillage fin du territoire. Cette architecture centralisée était celle qui répondait le mieux aux contraintes de service public imposées au réseau électrique. Elle garantissait aussi un développement rapide du réseau, une sécurité optimum et une meilleure qualité de fourniture grâce à une surveillance et un contrôle permanents du réseau.

Ainsi, à la fin du XX^{ème} siècle, l'Europe dispose d'un système électrique de qualité partout centralisé et verticalement intégré. Cependant, à partir des années 90, ce système monopolistique commence à être remis en question. Les raisons sont multiples mais la motivation essentielle de l'époque était que certains acteurs économiques et politiques souhaitent voir s'ouvrir à la concurrence le marché de l'énergie électrique. Ils espèrent ainsi d'une part, voir arriver de nouveaux acteurs privés en instaurant des conditions favorables à l'émergence d'un marché de l'énergie électrique et d'autre part, pour les consommateurs, une baisse des prix.

Par ailleurs, à cette époque le système électrique européen arrive à maturité du fait du ralentissement de la croissance de la demande d'énergie électrique et de l'électrification de toute l'Europe. Les investissements nécessaires à son développement ne sont plus aussi conséquents que pendant les décennies précédentes. Ceci, grâce au développement des tech-

nologies de l'information, a constitué un catalyseur majeur de l'ouverture du marché de l'énergie électrique en facilitant et en accélérant le processus.

L'ouverture du marché est concrétisée par le vote au parlement européen en 1996 et 2003 de deux directives [1,2].

Dès lors, le système électrique entre dans une phase transitoire de transformation. Les monopoles publics sont progressivement supprimés et l'organisation des réseaux est repensée afin de permettre la création d'un marché de l'énergie électrique. En conséquence, de nouveaux acteurs arrivent sur le réseau.

Dans le même temps, l'opinion publique commence à s'intéresser à la problématique du changement climatique et les états prennent des résolutions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. C'est le cas du protocole de Kyoto. L'effet conjoint de cette prise de conscience et du cadre politique qui l'accompagne (large accès au marché, mesures fiscales d'accompagnement) favorisent alors un fort accroissement de la part de production d'électricité basée sur des ressources renouvelables, production majoritairement de faible puissance individuelle.

Ce contexte économique et politique, l'ouverture du marché et une prise de conscience environnementale, conduisent donc à une arrivée croissante de production décentralisée sur les réseaux de distribution. Cette production est le fait d'une multitude de producteurs indépendants. Ces producteurs peuvent être désignés sous les termes de *Génération d'Énergie Dispersée* ou GED.

Les GED ont toujours existé dans les réseaux de distribution mais leur présence n'était jusqu'alors pas assez significative pour avoir un impact sur la sûreté de fonctionnement des réseaux. Ce d'autant plus que les réseaux de distribution étaient jusqu'à présent suffisamment bien dimensionnés.

Aujourd'hui, la situation est différente. Années après années, le nombre de producteurs décentralisés augmente de manière importante¹, tandis que les investissements sur les réseaux de distribution ont diminués. Or, au delà d'une certaine *masse critique*, les GED ont des impacts négatifs sur la sûreté des réseaux de distribution. Les principaux points négatifs sont :

- des impacts sur le fonctionnement des protections dus à la modification des transits de puissance et des courants de court-circuit ;
- des impacts sur la stabilité des réseaux et sur les temps critiques d'élimination de défauts ;
- des impacts sur les niveaux de tension.

La diversité des sources d'énergie associées à la production décentralisée et l'absence de mesures dans les réseaux de distribution renforcent encore un peu plus ces impacts : les GED sont des productions difficilement prévisibles et *dispatchables* et les paramètres locaux des réseaux de distribution ne sont pas connus. Les systèmes de réglage déjà en place ne sont plus suffisants car leur mode de fonctionnement n'est pas adapté.

Afin de limiter ces conséquences dommageables pour la sûreté des réseaux, les distributeurs imposent des limites strictes pour tout nouveau raccordement. Cela a pour conséquence de limiter, *in fine*, le taux de pénétration de la production décentralisée. Pour préserver la sûreté du système électrique, garantir une continuité de service et maintenir la qualité de fourniture de l'énergie électrique, tout en continuant à favoriser l'insertion de production décentralisée, il importe donc de rechercher des solutions novatrices permettant de résoudre ce problème.

1. Entre 2007 et 2008, la production d'énergie éolienne a progressé en France d'environ 40 % [3].

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse, portent leur attention sur la problématique du réglage de tension et de puissance réactive.

En effet, la modification locale des niveaux de tension par la production décentralisée est, pour les gestionnaires de réseaux de distribution, une question majeure. Ils doivent impérativement tenir les tensions dans les limites définies sous peine de voir apparaître des dégradations sur les matériels du réseau et chez les consommateurs. Or, les moyens de réglage de tension traditionnels (transformateurs à régleur en charge, bancs de capacités) ne sont pas capables de prendre correctement en compte l'apparition des GED sur le réseau, surtout dans le cas d'insertion massive, car ils n'ont pas été conçus pour cela. L'absence de méthode de contrôle adaptée de la tension et de la puissance réactive oblige donc les gestionnaires à limiter le nombre de GED raccordées aux réseaux de distribution s'ils souhaitent éviter l'apparition de surtensions et de sous-tensions.

Cette problématique est nouvelle et peu d'auteurs se sont jusqu'à présent intéressés au sujet. L'étendue des méthodes étudiées montre que, dans ce domaine, la recherche est encore dans une phase exploratoire.

Dans cette thèse, les travaux présentés s'appuient sur des développements précédemment réalisés au sein du GIE IDEA² et du G2Elab³, mais aussi sur les travaux de la littérature scientifique [4–9]. Ces derniers montrent que les méthodes d'optimisation numérique offrent des perspectives intéressantes. Cependant, les travaux relevés ne sont pas complètement satisfaisants au regard de la problématique du réglage de tension. En particulier, les méthodes ne couvrent pas tous les besoins des gestionnaires de réseaux (par exemple la prise en compte de tous les actionneurs du réglage de tension) et les tests effectués ne sont pas réalisés sur des réseaux suffisamment représentatifs.

Dans cette thèse, la solution novatrice proposée se base sur les derniers développements en matière d'optimisation numérique. La problématique du réglage de tension est examinée en détail et les réseaux utilisés pour les simulations sont issus de réseaux réels. Dans ces travaux, une attention particulière est aussi portée aux services auxiliaires, ou services système que la production décentralisée peut apporter aux réseaux de distribution.

Le présent manuscrit est composé de cinq chapitres.

Le premier chapitre se propose de poser les bases du fonctionnement des systèmes électriques, en insistant plus particulièrement sur les réseaux de distribution et les évolutions en cours. Les différents types de production décentralisée et leur impact sur les réseaux de distribution sont aussi détaillés. La fin du chapitre propose une description prospective des réseaux de distribution du futur. Ces derniers sont connus, en anglais, sous le terme de *Smart Grids*.

Le deuxième chapitre se concentre sur la problématique du réglage de tension dans les réseaux de distribution, sur son utilité et les principes de base de son fonctionnement. L'efficacité du réglage de tension actuellement utilisé est discutée et ses limites caractérisées, notamment en présence de producteurs décentralisés. Différentes méthodes pour tenter de l'améliorer sont passées en revue et comparées, puis une analyse de ces méthodes proposées par la littérature scientifique est réalisée. Puis, les conclusions permettent d'orienter les travaux de recherche de cette thèse vers une classe de méthodes.

Le troisième chapitre décrit en détail le fonctionnement de la méthode de réglage de tension développée et sa mise en œuvre logicielle. Un cas d'étude simple permet de valider la méthode développée.

2. Groupement d'Intérêts Économique Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir : collaboration entre une université, Grenoble INP, et deux entreprises du monde des réseaux électriques EDF R&D et SCHNEIDER ELECTRIC.

3. Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble

Le quatrième chapitre présente les résultats de simulation obtenus sur divers réseaux de distribution dont les caractéristiques sont proches de réseaux réels. Les résultats de différentes études sont donnés et analysés. Ils permettent de valider le fonctionnement de l'algorithme en testant ses limites et en mesurant ses bénéfices pour le réseau.

Enfin, le cinquième et dernier chapitre ouvre des pistes de réflexions sur d'autres applications possibles que la solution développée. En particulier, il présente un exemple d'application du réglage de tension dans les parcs éoliens. Quelques résultats obtenus dans le cadre du projet européen FENIX sont aussi présentés. Le chapitre se conclut par une discussion sur différents aspects de l'industrialisation du réglage développé.

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre plus général de travaux de recherche menés par le GIE IDEA sur l'évolution des réseaux de distribution vers des réseaux plus intelligents, c'est-à-dire, plus actifs et plus performants, désignés sous le terme de *Smart Grids*.

Chapitre I

Évolution des réseaux électriques

SOMMAIRE

I.1	Introduction	6
I.2	Fonctionnement des systèmes électriques	6
I.2.1	Aperçu général	6
I.2.2	Organisation physique : la séparation des fonctions	6
I.2.3	Organisation économique : vers la libéralisation des marchés de l'énergie électrique	10
I.3	Les réseaux de distribution	11
I.3.1	Caractéristiques techniques générales	12
I.3.2	Les postes sources HTB/HTA	12
I.3.3	Lignes et départs HTA	12
I.3.4	Qualité de service	13
I.4	La production décentralisée	14
I.4.1	Définition	14
I.4.2	Les différents types de production décentralisée	14
I.4.3	Intérêts et perspectives de développement de la production décentralisée	16
I.4.4	Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution	18
I.5	Les réseaux électriques du futur : les <i>smart grids</i>	19
I.5.1	Origine du terme <i>smart grids</i>	19
I.5.2	Les smart grids : point de convergence des systèmes électriques	19
I.5.3	Vers des réseaux plus intelligents	20
I.6	Conclusions	22

I.1 Introduction

L'électricité représente dans le monde près de 20 % de la consommation finale d'énergie [10]. Le système électrique est ainsi au centre du développement de nos sociétés modernes et son bon fonctionnement est donc primordial pour la continuité des activités économiques. Or, les réseaux électriques des pays de l'OCDE¹ sont aujourd'hui en pleine mutation. Ces réseaux ont la particularité d'être des réseaux de grandes dimensions, interconnectés et conçus pour fonctionner avec de la génération centralisée de forte puissance. L'ouverture du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur ces réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de productions décentralisée. Cette phase transitoire est plus ou moins accomplie suivant les pays mais globalement, les mêmes transformations et mécanismes se retrouvent d'un pays à un autre. L'objet de ce premier chapitre est de donner les clefs pour mieux comprendre les défis auxquels le système électrique doit d'ores et déjà faire face.

Ce chapitre s'articule autour de quatre parties. Après un bref rappel du fonctionnement technique et économique général des systèmes électriques, une description plus détaillée des réseaux de distribution est donnée en deuxième partie. Les différents types de productions décentralisée sont ensuite passés en revue. Enfin, une vision plus prospective de l'évolution des réseaux est donnée en dernière partie avec quelques mots sur les *smart grids*.

I.2 Fonctionnement des systèmes électriques [11]

I.2.1 Aperçu général

Les premiers réseaux électriques sont apparus dans la première moitié du XX^{ème} siècle. Leurs développements furent d'abord anarchiques, chaque gestionnaire de réseaux développant ses moyens de distribution. Avant 1946, il existait alors en France des réseaux de distribution électriques en courant continu, alternatif monophasé, biphasé et triphasé sous de multiples niveaux de tension.

À l'issue de la seconde guerre mondiale, l'État français décide de prendre en mains le développement des réseaux électriques français. Le 8 avril 1946 la loi numéro 46-628 nationalisant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité est votée ; la tâche d'unifier les différents réseaux électriques est confiée à l'entreprise EDF².

I.2.2 Organisation physique : la séparation des fonctions

Du point de vue physique, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La figure I.1 illustre l'organisation physique générale des réseaux électriques.

I.2.2.1 Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe.

1. Organisation de Coopération et de Développement Économiques

2. Électricité De France

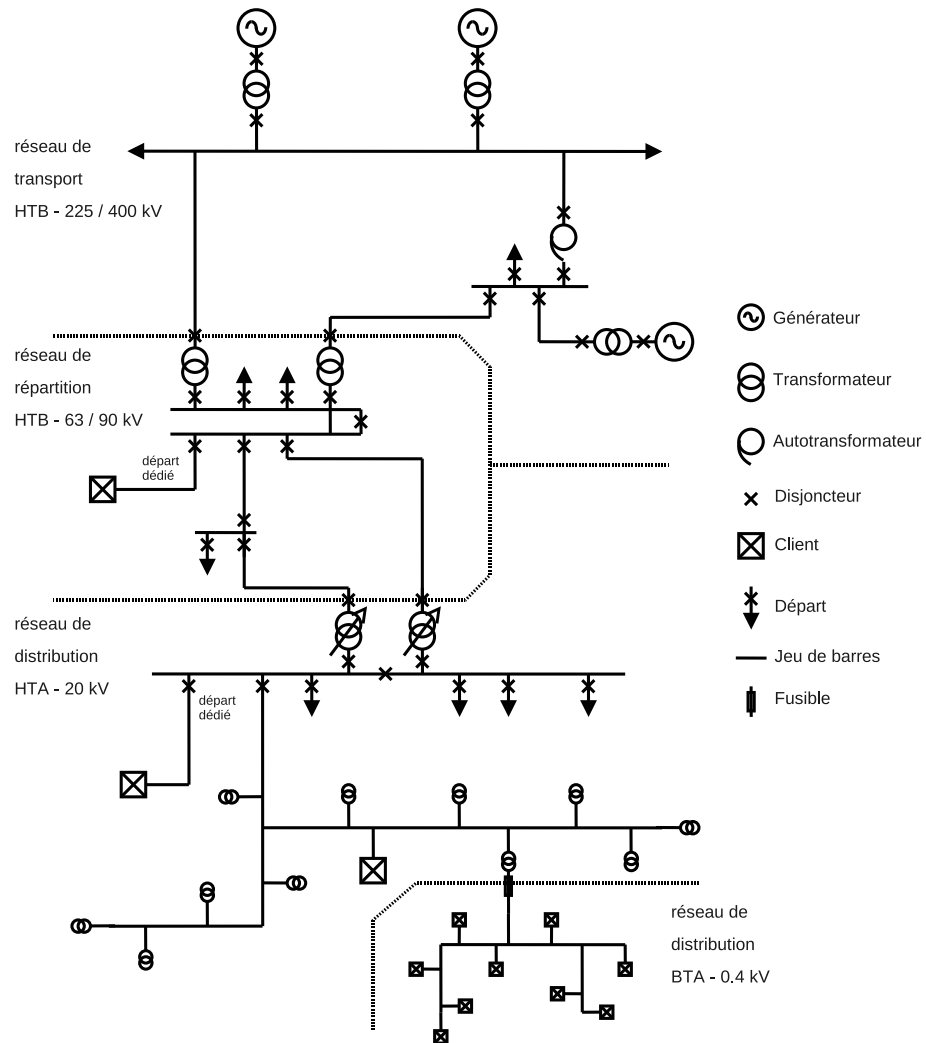


FIGURE I.1 – Organisation des différents niveaux de tension du système électrique, d'après [12].

L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100 MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1 650 MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires en construction de type EPR.

La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité. La répartition des modes de production dans le monde est illustrée par la figure I.2.

Dans le monde, en moyenne, 40 % de la production d'électricité est réalisée à partir de charbon. Cette moyenne cache cependant des situations très variées suivant les pays. Ainsi en 2005, la Chine produisait 78.7 % de son électricité à partir de charbon tandis que la France produisait 79.1 % de son électricité à partir de combustible nucléaire. Les raisons de ces choix technologiques sont multiples : géostratégiques, économiques, politiques, etc.

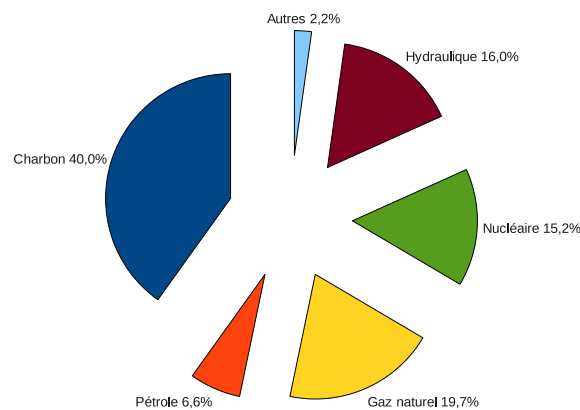


FIGURE I.2 – Production d'électricité par source dans le monde en 2006 [10].

I.2.2.2 Transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

En Europe, de l'Espagne à la Pologne, tous les gestionnaires des réseaux de transport réunis sous la bannière de l'UCTE (Union pour le Coordination du Transport de l'Électricité) assurent ensemble la gestion globale du réseau de transport européen. Cette interconnection à l'échelle européenne permet de créer une solidarité entre les partenaires en mutualisant les secours lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production. Elle favorise également les échanges commerciaux entre pays.

Les appellations françaises normalisées des différents niveaux de tension sont présentées dans la figure I.3.

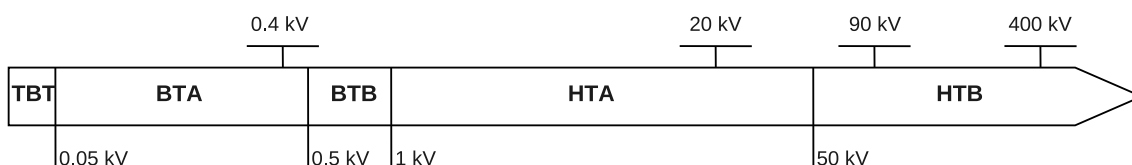


FIGURE I.3 – Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

I.2.2.3 Distribution

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT), connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT).

En France, le niveau de tension du réseau MT est de 20 kV, celui du réseau BT de 400 V. Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions. Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique avec plus d'un million de kilomètres de lignes en France (596 200 km pour le réseau MT et 669 300 km pour le réseau BT). L'ordre de grandeur de la taille du réseau de transport français est de cent milles kilomètres.

Une description plus détaillée de l'architecture générale des réseaux de distribution et de leur fonctionnement est donnée dans le paragraphe I.3.

I.2.2.4 Consommation

Les trois usages classiques de l'énergie électrique sont la production d'énergie thermique (chauffage), lumineuse (éclairage) et mécanique (moteurs électriques). Ces trois applications se retrouvent aussi bien chez les consommateurs résidentiels qu'industriels. Dans les réseaux, les consommateurs sont appelés *charges*. Ces charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées ou produites. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances de pointe (puissance maximale) et moyennes. Pour connaître l'évolution des charges au cours du temps, des études statistiques sont menées sur les réseaux. En mesurant les courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation temporelle sont calculées. Ces courbes sont appelées *courbes de charge*. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production.

I.2.2.5 Supervision

Le système électrique est piloté continuellement à différents niveaux. Géographiquement, on distingue les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Le pilotage des réseaux est assuré dans des centres de dispatching. Ces centres sont répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national (GRD) gérant le système électrique au niveau du pays vers des unités régionales (GRD) puis locales (GRD) gérant les réseaux de transport et de distribution.

Les centres de dispatching rapatrient les informations mesurées sur les réseaux (télémesures et téléinformations). Ces données sont traitées par un système informatique appelé SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) puis visualisées et interprétées par des opérateurs responsables de la conduite et de la supervision. Les opérateurs utilisent un système informatique appelé EMS (Energy Management System). Ce système est un ensemble de logiciels qui permettent aux opérateurs de réaliser des études de sécurité et de stabilité prédictives ou en temps réel et offrent une aide à la décision dans le contrôle et la conduite.

Au niveau de l'UCTE, la supervision permet notamment de garantir un équilibre entre production et demande et donc d'assurer le réglage de fréquence et ainsi la stabilité globale du système électrique.

Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement en modifiant les prises de transformateurs réglables et en modulant la production ou l'absorption de puissance réactive des différents dispositifs du réseau tels que les compensateurs synchrones ou statiques.

La courbe I.4 illustre l'action du dispatching au niveau national en France. Les consommations instantanées prévues la veille, le jour même et réalisées y sont représentées.

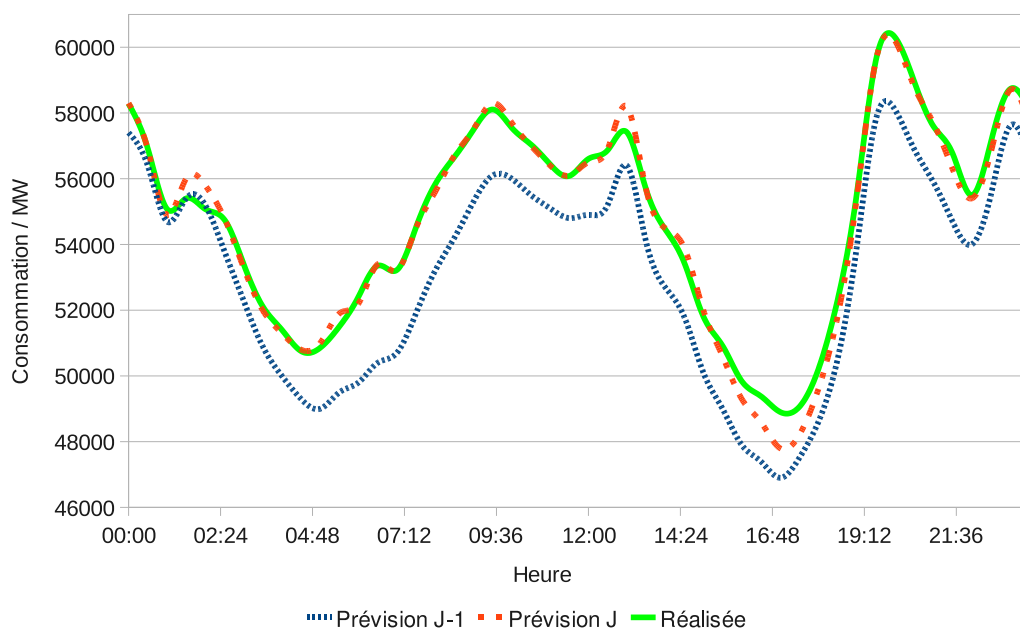


FIGURE I.4 – Courbe de charge de la journée du 21 mars 2009, source RTE.

I.2.3 Organisation économique : vers la libéralisation des marchés de l'énergie électrique

Le système électrique est actuellement en pleine transition depuis un modèle de monopole vers un modèle libéral. Le fonctionnement physique des réseaux électriques, décrit dans le paragraphe I.2.2, est aujourd'hui découplé de son fonctionnement économique.

I.2.3.1 Avant la libéralisation : le temps des monopoles

En France la nationalisation du système électrique a été votée le 8 avril 1946. Dès lors, la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'énergie

électrique sont confiés à l'entreprise publique EDF. Ce régime de monopole a permis la réalisation de grands travaux nécessaires à l'électrification du pays, les investissements requis étant supportés par la collectivité publique. Dans d'autres pays, les monopoles peuvent être de plus petites échelles, la région ou l'état pour les régimes fédéraux par exemple, mais le principe reste le même. Dans ce modèle, le consommateur n'a pas le choix de son producteur et les prix sont régulés par les institutions de régulation. Le système est dit *verticalement intégré*. La gestion du système électrique est un service public dont l'objectif est la fourniture d'énergie électrique aux consommateurs, souvent à prix coûtant. Comparativement aux systèmes libéralisés, la supervision d'un système électrique en régime de monopole est plus simple, notamment pour la répartition de l'offre et de la demande.

I.2.3.2 Un nouveau paradigme : la libéralisation des marchés de l'énergie électrique

La libéralisation du marché de l'énergie électrique en Europe est un processus qui a été enclenché par la directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 [1] puis complété par la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 [2]. L'objectif de l'union européenne est alors de créer un marché européen commun de l'énergie. Les raisons de ce choix sont très variées, certaines ne sont plus valables aujourd'hui. Les principales sont certainement la croyance dans les vertus de la concurrence pour le bénéfice des consommateurs, l'arrivée à maturité du système électrique européen et la pression des grands consommateurs industriels pour réduire le prix d'achat de l'électricité.

Le développement d'un marché concurrentiel de l'énergie électrique ne passe évidemment pas par la création de multiples réseaux électriques indépendants. Ce serait économiquement et techniquement irréalisable. Pour permettre aux consommateurs de librement choisir leurs fournisseurs d'électricité, il est donc nécessaire de passer d'un système verticalement intégré à un système où les fonctions sont séparées. Producteurs et commercialisateurs sont donc maintenant des entités différentes. Certaines entreprises s'apparentent à des entités économiques qui se contentent d'acheter de l'électricité aux producteurs et de la revendre au consommateurs, réalisant au passage un bénéfice financier. Pour assurer ces transactions commerciales, un ensemble de règles et d'institutions (bourses, par exemple) ont été mis en place. La gestion des réseaux physiques est quant à elle confiée à différents organismes agissant seul dans leur zone de compétence. On pourra citer par exemple RTE, supervisant le réseau de transport, et ERDF supervisant la plupart des réseaux de distribution.

Une conséquence importante de la libéralisation des marchés est le développement de la production décentralisée. Entre les années 2000 et 2007 la production d'énergie éolienne a ainsi progressé en Europe de 27% [13]. Cet accroissement induit des conséquences importantes sur les réseaux de distribution. Ces conséquences seront décrites plus en détails dans le paragraphe I.4.4.

I.3 Les réseaux de distribution [12]

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique. Accueillant aujourd'hui de plus en plus de productions d'énergie décentralisée, ils constituent le cadre de la présente étude, leurs fonctionnements sont décrits ci-après.

I.3.1 Caractéristiques techniques générales

Les réseaux de distribution sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT. En France la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 20 kV. Ce niveau de tension permet un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes).

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale³. Cette structure permet de facilement assurer la maintenance du réseau, notamment pour la détection et l'élimination rapide des défauts. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

I.3.2 Les postes sources HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA. Côté HTA la tension d'alimentation est comprise en France entre 63 kV et 225 kV. Classiquement un jeu de barres connecté à une ou plusieurs arrivées HTB alimente deux transformateurs appelés *transformateurs demi-rame*. Côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste. En régime nominal, la charge associée à un transformateur ne dépasse donc pas normalement 50% de sa capacité maximale. La figure I.5 présente le schéma classique d'un poste source HTB/HTA.

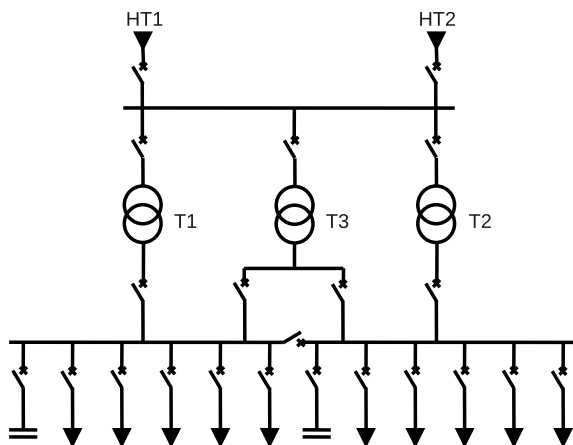


FIGURE I.5 – Schéma de principe d'un poste source HTB/HTA, d'après [12].

I.3.3 Lignes et départs HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes. Le dimensionnement du réseau est réalisé de manière à avoir une chute de tension admissible sur toute la longueur des départs. En l'absence de production décentralisée, la tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et

3. Certains départs urbains peuvent comporter des boucles locales

des charges. Le phénomène est illustré sur la figure I.6 représentant l'évolution de la tension le long d'un départ.

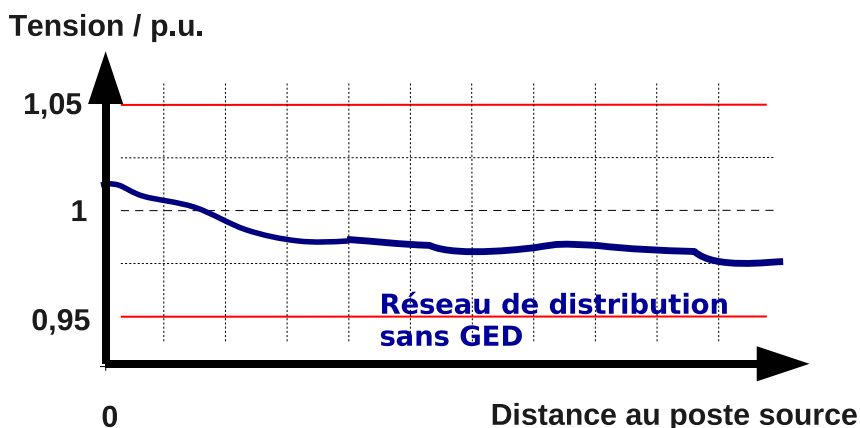


FIGURE I.6 – Variation de la tension le long d'un départ HTB.

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles souterrains. Du fait de leur forte capacité homopolaire (jusqu'à 311 nF.km^{-1} contre 5 nF.km^{-1} pour les lignes aériennes) et de leur plus petite longueur, les départs souterrains urbains sont moins sensibles aux chutes de tension. Le facteur impactant sur le dimensionnement sera plutôt, dans le cas présent, le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter.

Dans les réseaux de distributions neufs ou ceux en rénovation, un accord cadre *EDF / État français* prévoit que de plus en plus de lignes aériennes soient enterrées afin de limiter l'impact visuel sur les paysages mais aussi de réduire la vulnérabilité du réseau aux intempéries. En contrepartie les délais d'intervention en cas de défauts ou de destruction de câbles sont beaucoup plus longs et les coûts sont plus onéreux.

I.3.4 Qualité de service

L'objectif des réseaux de distribution est de fournir de l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT. La qualité de l'énergie délivrée doit être conforme à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000, résumées dans le tableau I.1.

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	BT : $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ pendant 99,5 % du temps sur une année. HTA : $50 \text{ Hz} + 4\% / - 6\%$ pendant 100 % du temps.
Tension	BT : $230 \text{ V} \pm 10\%$ pendant 95 % du temps sur une semaine. HTA : $20 \text{ kV} \pm 10\%$ pendant 95 % du temps sur une semaine.
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\% \cdot U_{nominale}$.
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2\% \cdot U_{directe}$ pendant 95 % du temps sur une semaine.

TABLE I.1 – Caractéristiques de la tension BT et HTA, d'après [12]

Par ailleurs, l'arrêté ministériel du 29 mai 1986 impose sur les réseaux BT une variation maximale de la tension de +6 % et -10 % autour de la tension nominale. Sur les réseaux

HTB, le distributeur délivre une tension garantie dans la plage des $\pm 5\%$ autour d'une valeur contractuelle elle-même située dans la plage des $\pm 5\%$ autour de la tension nominale. Cette valeur contractuelle est en général de 20 kV.

I.4 La production décentralisée

I.4.1 Définition

Le terme *production décentralisée* désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Ce terme est construit par opposition au terme *production centralisée* désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport. Dans la suite du document, une unité de production décentralisée sera nommée *Génération d'Énergie Dispersée* ou plus simplement *GED*.

Du point de vue réglementaire [14], en France la loi limite la puissance des installations raccordées aux réseaux HTA à 12 MW⁴.

Par convention, dans la suite du document, seul seront considérés les générateurs connectés aux réseaux HTA. Les productions raccordées aux réseaux HTB ne sont pas considérées comme des productions décentralisées. Les productions et les charges raccordées aux départs BT seront agglomérés dans les postes HTA/BT.

Le nombre de GED connectées aux réseaux de distribution est actuellement en forte augmentation. Différents facteurs expliquent ce fort accroissement. Le premier est l'ouverture progressive du marché de l'énergie en Europe. En effet, désormais, les producteurs d'énergie indépendants peuvent vendre leur production d'électricité au plus offrant à travers des bourses de l'énergie. Suivant les pays, différents systèmes coexistent : contrats bilatéraux, système de *pool*, acheteur unique, etc [11].

Le second facteur, certainement le plus important, responsable de l'augmentation de la production décentralisée, est les incitations gouvernementales au développement des énergies renouvelables. Depuis ces dernières années, on assiste en effet à une volonté politique de la part des états européens d'une part, d'augmenter l'indépendance énergétique et d'autre part, de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Ont donc été mis en place au niveau européen, mais aussi national, des systèmes d'incitation économique à la production d'électricité depuis des sources d'énergies renouvelables. Ces subventions sont en partie à l'origine de la forte croissance de l'industrie éolienne de ces dernières années et encore plus significativement du développement des installations photovoltaïques.

I.4.2 Les différents types de production décentralisée

Différentes technologies de production décentralisées coexistent sur les réseaux de distribution. Une classification simple en fonction du type de source d'énergie utilisée peut être donnée.

I.4.2.1 Les énergies renouvelables

Les sources d'énergies renouvelables se prêtent bien à la construction de GED. Mis à part pour les grands barrages et les champs d'éoliennes de grande superficie, les sources d'énergie renouvelables sont souvent dispersées géographiquement et ne permettent une production électrique que de faible puissance. Les principales sources sont :

4. dans certains cas la limite est fixée à 17 MW mais le raccordement a lieu en départ dédié, c'est à dire que l'installation est directement raccordée au poste source HTB/HTA.

L'hydraulique Les centrales hydrauliques transforment l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau en énergie électrique. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Il existe donc des centrales dites au fil de l'eau de faible hauteur de chute mais avec un débit d'eau important et des centrales dites de haute et moyenne chute pour lesquelles le débit d'eau est plus faible mais la hauteur de chute plus importante. Cette classification concerne plutôt la production de forte puissance. Pour la production décentralisée, on emploiera préférablement le terme de *microcentrales*. L'ordre de grandeur de la puissance des microcentrales hydrauliques est de 5 MW. Outre le faible bilan carbone de l'installation, les avantages de l'énergie hydraulique sont la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique. Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement. Aujourd'hui en France, le potentiel hydraulique est quasiment totalement utilisé. Cette technologie est surtout amenée à se développer dans les pays hors OCDE. En 2006, 16 % de la production d'électricité avait pour origine l'énergie hydraulique. Elle devrait baisser à 14 % en 2030 mais avec une augmentation de 75 % de la production mondiale d'électricité, toutes sources confondues [10].

L'éolien Les éoliennes transforment l'énergie cinétique de l'air (le vent) en énergie électrique. Les technologies sont arrivées ces dernières années à maturité et on assiste à une forte croissance de l'industrie éolienne en Europe, soutenue par des subventions publiques et des prix de rachats intéressants pour les producteurs. Les coûts d'investissement sont relativement importants, surtout pour l'éolien *offshore* mais là encore, l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental assez réduit. Par contre, le caractère variable et difficilement prévisible de cette énergie pose des problèmes d'exploitation. En 2008 en France, la production d'énergie éolienne correspondait à environ 1 % de la production d'énergie électrique nationale avec un taux de croissance annuelle d'environ 40 % entre 2007 et 2008 [3, 10].

Le solaire Les installations photovoltaïques convertissent directement le rayonnement solaire en courant électrique continu. Quelques installations de grande taille connectées au réseau HTA existent (Espagne) mais la plupart sont de faible puissance et branchées sur les réseaux BT. D'importantes subventions publiques et un faible taux d'équipement assurent une croissance forte du marché du photovoltaïque en Europe. En 2008 en France, la production d'électricité photovoltaïque correspondait à 0.08 % de la production d'énergie électrique renouvelable totale⁵ [10].

L'énergie solaire peut aussi être convertie indirectement en énergie électrique via la production de chaleur. Ce principe est appelé *solaire thermique*. Différentes technologies existent (réseau de miroirs paraboliques, concentrateurs ...) mais cette source d'énergie reste encore aujourd'hui marginale.

La biomasse Les déchets agricoles, urbains renouvelables, biogaz et déchets issus de l'exploitation forestière peuvent être utilisés dans des centrales thermiques pour générer de la chaleur, puis de l'énergie électrique. L'intérêt majeur est que le dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère est compensé par celui absorbé par la repousse de la biomasse. Le bilan carbone est donc proche de zéro. Cette technologie est de plus en plus utilisée dans les zones rurales. En 2008, en France, la production d'électricité issue de la biomasse correspondait à environ 6 % de la production d'énergie électrique renouvelable totale [10].

5. Soit 62 GWh pour une production d'énergie électrique renouvelable totale de 75 753 GWh dont 86 % d'hydraulique.

La géothermie Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine pour générer directement (par prélèvement) ou indirectement (par échange de chaleur) de la vapeur d'eau. Cette vapeur d'eau sert ensuite à produire de l'électricité. En 2008 en France, la production d'électricité issue de la géothermie correspondait à 0.10% de la production d'énergie électrique renouvelable totale [10].

I.4.2.2 Les énergies non renouvelables

Plus de 80% de la production centralisée d'électricité dans le monde utilise des sources d'énergie non renouvelables [10]. Dans le cas de la production décentralisée, les données sont absentes mais il est certain que cette proportion est beaucoup plus faible du fait de la prépondérance de l'éolien. Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits ici.

Le thermique Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance. La combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies sont le thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel). Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, peuvent aussi être utilisés pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur. On parle alors de cogénération. Ces systèmes permettent d'avoir un rendement global très proche de l'unité. Il est cependant nécessaire d'utiliser la chaleur produite dans un lieu proche de la centrale (chauffage urbain par exemple).

L'hydrogène Le gaz dihydrogène, vecteur énergétique produit par électrolyse de l'eau ou par réaction chimique, peut être utilisé pour générer de l'électricité dans des piles à combustible par réaction avec le dioxygène. Deux technologies sont principalement étudiées aujourd'hui : PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour des applications de faibles puissances et SOFC (Solid Oxyd Fuel Cell) pour des applications stationnaires de cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues.

I.4.3 Intérêts et perspectives de développement de la production décentralisée

I.4.3.1 Avantages économiques

Une étude menée par Hugo A. Gil et Geza Joos en 2008 [15] a montré que la production décentralisée peut amener des avantages économiques pour tous les acteurs du système électrique.

Les consommateurs, en installant leurs propres GED, peuvent augmenter la fiabilité de leur approvisionnement. Ceci est particulièrement important pour les consommateurs sensibles (banques, hôpitaux, etc.). Ils peuvent aussi diminuer leur facture électrique en consommant l'électricité produite, voire en la revendant au distributeur à des tarifs de rachat supérieurs aux tarifs de vente, comme c'est le cas pour l'instant en Europe.

Les gestionnaires des réseaux de distribution peuvent, grâce aux GED, différer leurs investissements sur le réseau. La production décentralisée, à condition qu'elle ne dépasse pas en puissance la consommation locale, permet de produire localement l'électricité consommée par les charges proches, les pertes en lignes sur les réseaux et les appels de puissance dans les postes sources sont donc diminués. Cela permet aussi entre autre d'effacer les pointes de consommation importantes. Ce constat reste cependant théorique puisqu'en

pratique, par exemple en France, on assiste à une hausse des investissements lié à la production décentralisée dans les réseaux de distribution (construction de départs dédiés et renforcement des lignes).

L'installation généralisée de production décentralisée au niveau régional voire national permettrait aussi de diminuer globalement les prix de l'électricité, quelques soient les marchés (marchés à long termes, spot, ajustement, bilatéraux ...). De manière générale, sur les marchés, la production est généralement répartie de la moins chère à la plus chère jusqu'à ce que l'offre égale la demande prévue, c'est à dire, la consommation attendue. Par conséquent, une diminution de la demande devrait, théoriquement, faire baisser le prix de clôture du marché. L'excédent de demande est couvert par la production décentralisée.

Enfin, pour le responsable d'équilibre, l'agrégation de la production centralisée en centrales virtuelles, lui permettrait de disposer de réserves de production. Cette réserve pourrait être moins cher à mobiliser dans certains cas que d'utiliser le marché d'ajustement.

Ces avantages économiques de la production décentralisée sont attendus dans un marché économique idéal, où les différents acteurs pourraient être en position de concurrence équivalente. Il apparaît évident que ce n'est pas le cas aujourd'hui dans le système électrique européen. Le marché de l'énergie électrique est dominé par les anciennes entreprises publiques qui se retrouvent en situation de monopole, car le marché de l'énergie électrique étant un marché fortement capitalistique nécessitant de forts investissements, l'établissement d'un marché concurrentiel prend du temps. Leur capacité de production est très importante et permettent des économies d'échelle que ne peuvent se permettre les petits producteurs. Par ailleurs, ces entreprises publiques étaient chargées, du temps des monopoles, de vendre l'électricité à prix coûtant. La privatisation de ces entreprises et l'arrivée d'acteurs privés entraînera probablement la recherche de bénéfices financiers. Le passage dans une économie libéralisée amènera donc certainement des prix de revente de l'électricité supérieurs aux anciens tarifs régulés.

I.4.3.2 Avantages climatiques et perspectives de développement

Les principales sources d'énergie utilisées par la production décentralisée sont renouvelables. L'énergie éolienne est un bon exemple : les émissions de dioxyde de carbone sont très faibles et concernent uniquement la fabrication et l'entretien des installations. Bien que les puissances individuelles soient faibles le déploiement à grande échelle de GED permettrait donc d'augmenter la part des énergie renouvelables dans la consommation d'énergie électrique⁶.

En 2004, dans le monde, 17.8 % (soit 3 179 TWh) de l'énergie électrique totale produite (soit 17 408 TWh⁷) l'a été à partir d'énergies renouvelables [10]. L'énergie hydraulique représente cependant près de 90 % de cette part. Dans les tendances données par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), les énergies renouvelables devraient atteindre 20.3 % en 2030 pour un doublement de la production totale d'électricité (33 750 TWh) [16]. L'énergie hydraulique passera alors à 70 %, la biomasse à 10 % contre 75.6 % en 2015 et les autres énergies renouvelables⁸ à 20 % contre 4.5 % en 2015. La figure I.7 illustre ce scénario de référence.

Durant les deux prochaines décennies, la croissance de la production d'électricité issue

6. Cet exemple général sur l'énergie éolienne est à nuancer pour le réseau français. 80 % de la production étant d'origine nucléaire, donc sans émissions ou presque de dioxyde de carbone, les économies de production de dioxyde de carbone apportées par une éolienne seraient inférieures à la production de dioxyde carbone nécessaire lors de sa fabrication et de son entretien.

7. dont 58 % par les pays de l'OCDE

8. principalement l'énergie éolienne et photovoltaïque

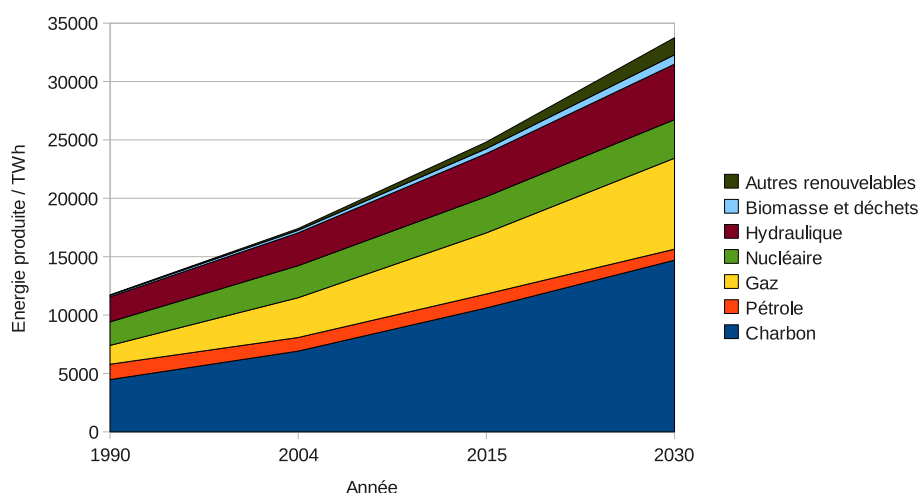


FIGURE I.7 – Scénario de référence pour la production d'électricité, d'après [10, 16].

des énergies renouvelables va donc être sensible. Même si une partie de cette production sera assurée par des installations connectées au réseau de transport (hydraulique et grandes fermes éoliennes), les GED en assureront une part grandissante. La croissance de la production décentralisée sera donc elle aussi importante, d'autant plus que d'autres technologies fonctionnant avec des sources d'énergie non renouvelables seront à prendre en compte (véhicules électriques, cogénération, micro centrales ...).

I.4.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

L'arrivée massive de GED sur les réseaux de distribution ne présente pas que des avantages. Des études précédentes ont montré que de nombreux problèmes sont susceptibles d'apparaître [17–20]. Les réseaux de distribution ont été à l'origine conçus pour des flux de puissance active descendants depuis le poste source vers les consommateurs. La présence de production décentralisée peut créer des flux bidirectionnels de puissance active à l'intérieur des réseaux de distribution, voir aussi, quand la production dépasse la consommation, pourquoi pas des flux ascendant vers les réseaux de transport. La figure I.8 illustre le phénomène.

La première conséquence de ces flux de puissance bidirectionnels est qu'il devient nécessaire de modifier le plan de protection des réseaux de distribution. Les GED apportent en effet de la puissance de court-circuit en aval des protections, ce qui a pour effets potentiels de les aveugler ou de les déclencher de manière intempestive. La sécurité des biens et des personnes peut donc être en jeu.

Les GED modifient aussi le plan de tension des réseaux de distribution. Classiquement, le long d'un départ sans GED, la tension décroît avec la distance au poste source, comme illustré sur la figure I.6. L'ajout d'une ou plusieurs GED peut créer localement une ou plusieurs élévations de tension. Ces élévations peuvent se transformer en surtensions et dépasser les limites admissibles, notamment en cas de faible charge sur le réseau. Les transformateurs régleurs en charge des postes sources HTB/HTA mesurent en effet la tension à leurs bornes. Si les GED se trouvent suffisamment loin, les transformateurs régleurs en charge ne détecteront pas les élévations de tension et en cherchant à maintenir la tension à la valeur de consigne au poste source, pourront provoquer des surtensions près des GED. Ce problème du réglage de tension fait l'objet de la présente étude et sera donc explicité

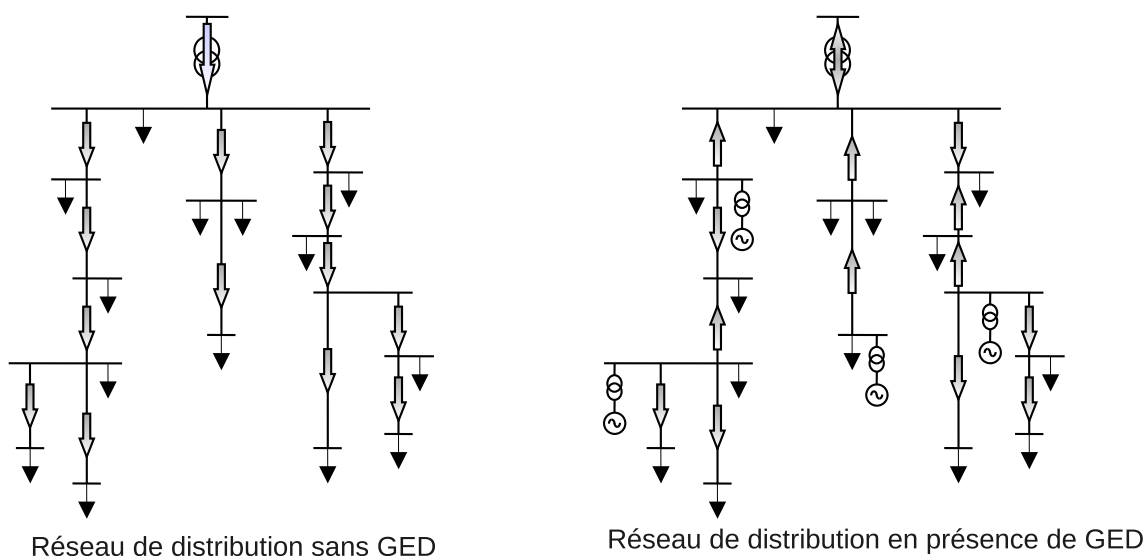


FIGURE I.8 – Flux d'énergie sur un réseau de distribution en présence de GED, d'après [12].

plus précisément dans le paragraphe II.

Enfin, une autre conséquence néfaste des GED est liée à la nature intermittente d'une partie des sources d'énergie utilisées (solaire et éolien). Sur l'ensemble du parc éolien français, la puissance disponible est égale en moyenne à un tiers de la puissance installée. Cela pose des difficultés aux gestionnaires de réseaux pour prévoir à chaque instant la production disponible. Par ailleurs certaines productions sont trop petites pour être observables et contrôlables par les gestionnaires des réseaux. Il semble alors difficile de faire participer la production décentralisée aux services systèmes et au marché de l'énergie sans une mutualisation des productions disponibles dans une *centrale virtuelle*.

I.5 Les réseaux électriques du futur : les *smart grids*

I.5.1 Origine du terme *smart grids*

Les évolutions attendues, décrites ci-avant, transforment les réseaux électriques en profondeur. De nouveaux acteurs et de nouvelles fonctions sont en train d'apparaître. Le système électrique, naguère passif, se métamorphose progressivement en un système plus dynamique, plus actif et plus intelligent. Cet ensemble de réseaux électriques intelligents est appelé depuis peu *Smart Grids*. Ce terme, popularisé en 2009 par le plan de relance américain ARRA⁹, est aujourd'hui communément admis pour parler des réseaux électriques du futur. En français, les termes de *réseau intelligent* ou *réseau actif* pourra aussi être utilisé.

I.5.2 Les smart grids : point de convergence des systèmes électriques

Les travaux de recherche menés dans cette thèse ont pour cadre, principalement, les réseaux électriques français. Cependant, la direction vers laquelle évoluent les réseaux électriques est aujourd'hui commune à tous les pays. Les niveaux de développement des réseaux sont par contre différents. Le processus de transformation et l'échelle de temps seront

9. ARRA : American Recovery and Reinvestment Act. Plan adopté en 2009 par le gouvernement Obama, il est doté de 700 milliards de dollars et est destiné à relancer l'économie américaine suite à la crise financière. Environ 6 milliards de dollars sont affectés aux projets *Smart Grids*

donc différent suivant les pays. Les pays dont le système électrique est fiable et fortement développé, tels la France et les pays de l'OCDE en général, verront des processus de transformation par étapes. Des pays dont l'infrastructure électrique est déficiente et peu développée verront certainement, au contraire, si les investissements financiers sont présents, la construction directe, c'est-à-dire sans étape intermédiaire, de réseaux intelligents ou smart grids. Aussi, les réflexions menées dans cette partie concerneront tous les systèmes électriques en général, même si certaines assertions sont certainement à nuancer en ce qui concerne les réseaux français.

I.5.3 Vers des réseaux plus intelligents

I.5.3.1 Smart grids : causes et catalyseurs d'une évolution des réseaux

Les réseaux électriques actuels sont unidirectionnels. L'énergie électrique, produite de manière centralisée, est amenée via des réseaux électriques chez les consommateurs. Du point de vue énergétique, ce système est peu efficace. Seul environ 30 % de l'énergie primaire disponible est convertie en électricité et 8 % de la production électrique est dissipée par effet Joule dans les lignes électriques. De même, 20 % de la capacité installée n'est utilisée que lors des pics de consommation, c'est à dire moins de 5 % du temps [21]. De plus, de part leurs structures hiérarchiques et interdépendantes, les systèmes électriques actuels sont particulièrement sensibles aux défaillances en cascade pouvant, par effet dominos, mener à des pannes généralisées (blackouts). Enfin, la majorité des défauts surviennent dans les réseaux de distribution, réseaux non maillés et peu ou pas instrumentés, abaissant ainsi la qualité de service et la fiabilité globale des systèmes électriques.

Toutes ces contraintes sont inhérentes aux réseaux électriques actuels. Suivant les pays et la qualité de l'infrastructure électrique, elles peuvent être plus ou moins présentes. Certains pays comme la France disposent encore d'infrastructures suffisamment dimensionnées pour limiter et empêcher l'apparition de ces contraintes. Des pays comme les États-Unis, du fait de la vétusté et du sous dimensionnement d'une majorité des installations, y sont par contre très sensibles. Le blackout nord américain du 14 août 2003 est là pour le rappeler [22] : en raison de défaillances en cascades, environ 50 millions d'habitants des états du Nord-Est se sont retrouvés plongés dans le noir.

Cependant, en dépit des limites listées ci-avant, les réseaux électriques actuels remplissent les missions pour lesquelles ils ont été construits. Les avancées technologiques récentes, telle que l'utilisation d'outils informatiques sophistiqués pour optimiser leur fonctionnement, fait relativement nouveau dans le monde de l'électrotechnique et en particulier dans les réseaux de distribution, ne justifient pas les investissements très importants nécessaires au développement des smart grids. Les avancées technologiques ne sont en fait que des catalyseurs dans le déploiement des smart grids et non une des causes.

Les raisons principales sont à chercher du côté de l'évolution de la mission des réseaux. Cette mission était jusqu'alors bien établie : amener l'énergie électrique depuis les grandes centrales électriques vers les clients. Les flux énergétiques, mais aussi, la grande majorité des flux financiers, étaient unidirectionnels : de la production vers les consommateurs pour l'énergie et des clients vers le distributeur, le transporteur et le producteur, tous trois réunis dans une même entité, pour les flux financiers. Or, aujourd'hui, deux révolutions sont en train de changer la mission des réseaux électriques.

La première de ces révolutions est la libéralisation du marché de l'énergie électrique (c.f. paragraphe I.2.3.2). La multiplication des acteurs (producteurs, transporteur, distributeur, commercialisateur, clients ...) et des mécanismes d'échanges financiers (marché d'ajustement, offres bilatérales ...) nécessite la mise en place d'outils, d'infrastructures et

de règlements facilitant le développement et la gestion de ces acteurs et de ces mécanismes économiques.

La seconde révolution est le développement des sources d'énergies dispersées. Les préoccupations environnementales, notamment la volonté de réduire les gaz à effets de serre et le cadre réglementaire et économique favorable de la libéralisation des marchés de l'énergie électrique, favorisent depuis quelques années la croissance des sources d'énergies électriques alternatives. Ces sources d'énergies sont souvent variables et de faible puissance. Elles sont connectées le plus souvent aux réseaux de distribution. Leur meilleure intégration dans le système électrique passe donc par le déploiement de solutions techniques avancées pour connaître l'état de ses productions (moyens de mesure et de communication) et optimiser leur fonctionnement (moyens informatiques et logiciels). Des innovations technologiques sont aussi nécessaires pour limiter leur impact sur les réseaux et assurer la continuité de service en cas d'incidents. Enfin, l'apparition de zones indépendantes où la production distribuée devient suffisante pour alimenter les charges locales va aussi nécessiter une transformation en profondeur des réseaux électriques. Ces bouts de réseaux indépendants électriquement, sont appelés *microréseaux* ou, en anglais, *microgrids* [23].

Enfin, à ces deux révolutions majeures, s'ajoute une troisième cause de l'émergence des smart grids, qui est la diminution des marges d'exploitation des gestionnaires de réseaux. La baisse des investissements dans les infrastructures et l'accroissement de la demande en énergie électrique contribuent à diminuer la stabilité des systèmes électriques en abaissant les marges de sécurité [24]. La mise en œuvre de solutions technologiques permettant d'avoir des réseaux plus flexibles et plus sûrs devient alors nécessaire et permet de retarder les investissements dans les infrastructures électriques lourdes.

Toutes ces raisons, le contexte économique, le développement des sources d'énergie dispersée, la volonté de sécuriser l'exploitation des réseaux et l'arrivée à maturité de beaucoup de technologies, font que l'évolution des réseaux électriques vers les smart grids semble, dès lors, une possibilité à ne pas sous-estimer.

I.5.3.2 Définition des smart grids

Le terme *smart grids* regroupe plusieurs réalités suivant les pays, les acteurs et les réseaux. Il est difficile de donner une définition précise de ce que sont et seront les smart grids. Il est possible cependant d'indiquer un axe de développement qui semble le plus probable aujourd'hui, au regard de la littérature et de l'actualité scientifique et industrielle.

Ainsi, il est certain que les réseaux de distribution du futur seront des réseaux plus complexes. Ces réseaux réuniront les technologies de l'électricité et de l'information. Ce seront des réseaux capables de fournir à leurs gestionnaires une vision et un contrôle total de leurs biens et de leurs services. De nombreuses fonctions avancées seront disponibles et permettront d'accueillir en nombre la génération dispersée, le stockage de l'énergie électrique, les dispositifs de compensation. Du côté de leur résistance aux anomalies, sans doute seront-ils plus sûrs en adoptant par exemple des stratégies d'auto-cicatrisation (en anglais *self healing*), etc.

Autre caractéristique importante, du point de vue économique, ces réseaux du futur devront être capables d'assurer la mise en relation des différents acteurs via des mécanismes d'échange.

Les réseaux du futur seront donc différents des réseaux actuels par leur aspect, leur fonctionnement, leurs missions et leur déploiement. Le tableau I.2 illustre ces différences.

À terme, il est possible d'imaginer certaines parties des réseaux électriques comme une multitude de microréseaux énergétiquement indépendants (réseaux ou poches *ilôttables*)

Réseau actuel	Smart grid
Électromécanique	Numérique
Unidirectionnel	Multi-directionnel
Génération centralisée	Génération distribuée
Hiérarchique	Maillé
Peu instrumenté	Complètement instrumenté
Restauration manuelle	Auto-cicatrisant
Peu de contrôle	Flexible
Usagers	Clients
Un seul acteur économique	Choix du fournisseur

TABLE I.2 – Comparaison entre les réseaux existants et les réseaux du futur, ou smart grids, d'après [21]

interconnectés par des lignes n'assurant qu'un rôle d'équilibre et de secours. Chaque microréseau dispose de son propre dispositif informatique de gestion, interconnecté avec les autres centres de contrôle des microréseaux alentours, permettant ainsi une gestion technique et économique mutualisée.

Le modèle tout intégré sera ainsi peut-être localement mis à mal. Il est cependant peu probable que les grandes centrales électriques disparaissent dans un avenir proche tant le réseau actuel repose sur le modèle centralisé. L'apparition de réseaux autonomes sera d'abord certainement très localisée. Cette vision ultime des réseaux du futur, ne doit, bien entendu, pas être prise au pied de la lettre. Elle correspond au consensus actuel sur l'évolution des réseaux et dépend du contexte technique et économique de chaque pays. Il faut plutôt considérer cette vision comme une vue prospective, permettant de d'anticiper l'évolution des réseaux et donner des axes de recherche et de développement des réseaux actuels. Ainsi, le réglage de tension dans les réseaux de distribution du futur s'inscrit dans cette démarche prospective, tout en considérant qu'il est applicable dans un futur proche aux réseaux de type actuel.

I.6 Conclusions

L'ouverture du marché de l'énergie électrique amène d'importants changements dans le système électrique, en particulier dans les réseaux de distribution. L'arrivée prévue de production décentralisée va profondément bouleverser leur fonctionnement. Un certain nombre d'effets bénéfiques pour le consommateur, le producteur, le régulateur et plus largement la société sont à venir. En contrepartie, un certain nombre d'effets néfastes pour le système électrique sont à prévoir.

En particulier, parmi les défis à venir, l'insertion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution risque de bouleverser la gestion de la tension. L'objet du chapitre II est de présenter la problématique future du réglage de la tension dans les réseaux de distribution, les enjeux associés et les solutions possibles.

Chapitre II

La problématique du réglage de tension dans les réseaux de distribution électriques

SOMMAIRE

II.1	Introduction	24
II.2	De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques	24
II.2.1	Réglage de tension : qualité et sûreté sur les réseaux	24
II.2.2	Réglage de tension : exploitation optimale des réseaux	25
II.2.3	Conclusions sur l'utilité du réglage de tension	27
II.3	Le réglage de tension dans les réseaux de distribution actuels	28
II.3.1	Principe général de fonctionnement	28
II.3.2	Etudes de cas : efficacité et limites du réglage de tension actuel	30
II.4	Vers une nouvelle méthode de réglage de la tension : Volt VAr Control	36
II.4.1	Les besoins	36
II.4.2	Le réglage de tension dans la littérature scientifique	37
II.4.3	Les travaux d'IDEA sur le réglage de tension	37
II.4.4	Proposition d'une méthode générale de réglage de la tension	42
II.5	Conclusions	43

II.1 Introduction

Les réseaux électriques sont des systèmes complexes chargés de transporter l'énergie électrique vers des consommateurs finaux. Ils constituent aussi maintenant le support physique de nombreux échanges économiques autour de la production et de la consommation d'énergie électrique. Pour ces raisons, dans nos sociétés, le rôle joué par les réseaux électriques est crucial. Les défaillances du système électrique ont, aujourd'hui plus qu'hier, des impacts économiques et sociaux majeurs.

Pour assurer la sécurité et la qualité de fourniture de l'énergie électrique, les réseaux électriques sont soumis à de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ces contraintes s'appliquent à tous les acteurs du système électrique, de la production à la consommation.

Ainsi, des systèmes de régulations complexes à trois niveaux (réglage primaire, secondaire et tertiaire) sont chargés d'assurer en permanence l'équilibre entre consommation et production. Les lois de la physique empêchant tout écart entre les deux, l'absence de régulation entraînerait l'apparition d'instabilités en fréquence et en tension.

Le maintien de la tension est une autre contrainte imposée au système électrique. L'objet du chapitre II est tout d'abord de montrer l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques. Dans une deuxième partie sont détaillés les méthodes et les moyens utilisés pour réaliser le réglage de tension. Enfin, dans une dernière partie, les limites du réglage de tension actuel sont abordées et un réglage de tension innovant est proposé.

II.2 De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques

La tension est, avec la fréquence, un des paramètres les plus importants pour la sûreté et la stabilité du système électrique. Le législateur définit des normes d'exploitation des réseaux que les gestionnaires doivent appliquer [25]. Ces normes permettent notamment d'assurer la sûreté du système électrique et la qualité de l'énergie délivrée.

Les gestionnaires ont donc mis en place sur leurs réseaux des systèmes de réglage de tension qui leur permettent de respecter ces normes et donc d'améliorer la qualité et la sûreté sur les réseaux mais aussi de les exploiter dans des conditions optimales.

II.2.1 Réglage de tension : qualité et sûreté sur les réseaux

II.2.1.1 Satisfaction des différents utilisateurs des réseaux

Tous les utilisateurs des réseaux sont sensibles aux variations de tension. Pour les consommateurs, qui ont eux ont un contrat passé avec le commercialisateur, le distributeur s'engage quant à la qualité de l'énergie qu'il transporte et notamment, donc, de l'onde de tension. Le respect d'une plage de variation maximale autour d'une tension d'alimentation nominale est en effet primordial pour assurer le bon fonctionnement des récepteurs des consommateurs. Pour les producteurs, là aussi, le maintien de la tension dans une plage fixée est essentiel afin d'éviter que les protections de découplage de leurs groupes de production ne se déclenchent et, par une réaction en cascade n'affaiblissent la sûreté globale du système électrique.

II.2.1.2 Respect des contraintes de fonctionnement des matériels

Sur les réseaux HTB et HTA il est important de maintenir la tension dans une bande étroite. Les tensions trop hautes entraînent un vieillissement et l'endommagement des ma-

tériels connectés. Les tensions trop basses induisent des surcharges dans les lignes et perturbent le fonctionnement de certaines protections et transformateurs réglés en charge. Ces incidents peuvent conduire à des instabilités de tension sur le réseau et provoquer des écroulements de tension généralisés.

II.2.2 Réglage de tension : exploitation optimale des réseaux [12]

Que ce soit sur les réseaux de distribution ou de transport, la tenue de la tension permet d'optimiser leur fonctionnement et donc de réduire les coûts de maintenance et les coûts d'exploitation. Pour mieux s'en rendre compte, il est nécessaire d'utiliser une modélisation mathématique simple des réseaux électriques triphasés.

Les lignes triphasées en régime équilibré peuvent être décrites par un modèle monophasé équivalent dit *modèle en Π* ¹. Ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux [26,27]. Il est valable pour des lignes de courte et moyenne longueur, c'est-à-dire inférieures à 150 km. Les phénomènes de propagation, c'est-à-dire l'atténuation de l'onde de tension, peuvent alors être négligés tout en prenant en compte l'effet capacitif des lignes. Le modèle est représenté sur la figure II.1.

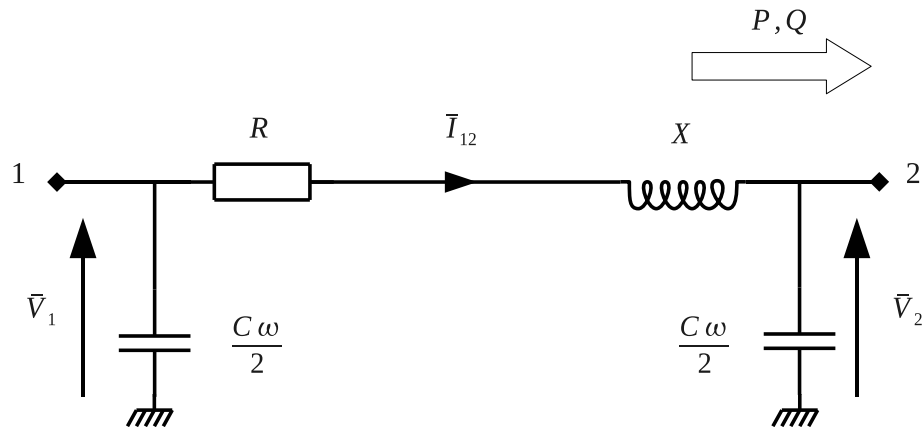


FIGURE II.1 – Modèle monophasé en Π d'une ligne électrique triphasée.

On associe à ce modèle en Π le diagramme de Fresnel reliant les diverses grandeurs du système entre elles. Ce diagramme est présenté sur la figure II.2.

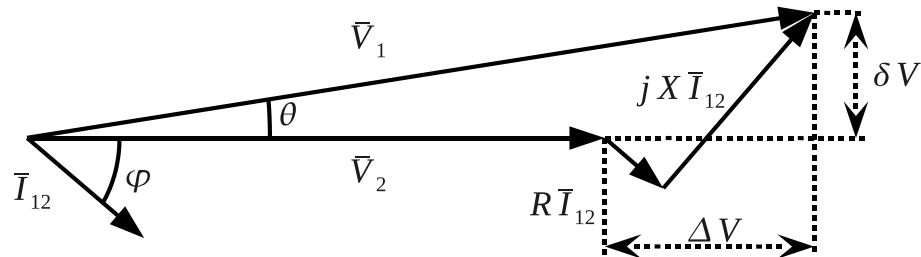


FIGURE II.2 – Diagramme de Fresnel du modèle en Π .

1. Le modèle en Π est aussi dénommé modèle quadripolaire ou encore modèle des lignes moyennes.

II.2.2.1 Chutes de tension et pertes Joule

Considérant le modèle en Π , en supposant connues la tension \bar{V}_2 et les puissances active P_t et réactive Q_t transitant dans la ligne, il est alors possible de déterminer la chute de tension complexe $\Delta\bar{V}$:

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP_t + XQ_t}{\bar{V}_2} + j \frac{XP_t - RQ_t}{\bar{V}_2} \quad (\text{II.1})$$

Les termes δV et ΔV s'écrivent alors :

$$\begin{cases} \delta V &= \Im(\Delta\bar{V}) = \frac{XP_t - RQ_t}{V_2} \\ \Delta V &= \Re(\Delta\bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Dans le cas d'un réseau peu chargé (hypothèse de Kapp), il est possible de négliger le déphasage δ entre les tensions \bar{V}_1 et \bar{V}_2 . Le module de la chute de tension devient égal à sa partie réelle, soit :

$$|\Delta\bar{V}| = \Re(\Delta\bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \quad (\text{II.3})$$

La chute de tension est alors directement fonction des puissances transitant dans la ligne et de la tension nominale du réseau. Un plan de tension élevé permet donc de réduire les chutes de tension le long des lignes².

Par ailleurs les pertes Joule P_J par phase peuvent s'écrire suivant l'équation suivante :

$$P_J = R \frac{P_t^2 + Q_t^2}{V_2^2} \quad (\text{II.4})$$

Un plan de tension élevé réduira les pertes Joule dans les lignes.

Le réglage de tension permet donc d'assurer le respect le plan de tension des réseaux et ainsi de diminuer les chutes de tension et les pertes Joule en agissant sur un placement intelligent des grandeurs de régulation.

II.2.2.2 Puissance Transmissible

Dans les réseaux de transport, la limite de puissance transmissible dans les lignes dépend notamment directement de la tension. Considérons, pour la démonstration, une ligne aérienne dont la résistance est négligeable devant sa réactance inductive et suffisamment chargée pour que les effets capacitifs puissent être négligés. Cette ligne est connectée à une charge purement résistive, car à titre d'exemple, seul les transits de puissance active sont considérés. Le schéma II.3 illustre l'exemple discuté. La tension V_1 étant supposée constante, à mesure que la charge augmente (c'est-à-dire lorsque la valeur de R_{ch} diminue), la tension V_2 diminue tandis que la puissance transmise à la charge commence par augmenter, passe par un maximum puis finit par diminuer. Ce phénomène est illustré sur la figure II.4. Le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale est appelé *point critique*. Cette puissance maximale transmissible à une charge depuis une source de tension tenue s'écrit de façon générale :

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{Z} \frac{\cos \varphi}{2(1 + \cos(\beta - \varphi))} \quad (\text{II.5})$$

où :

2. En première approximation, on ne considère pas ici la variation des charges avec la tension qui a pour conséquences l'augmentation des pertes Joule avec la tension.

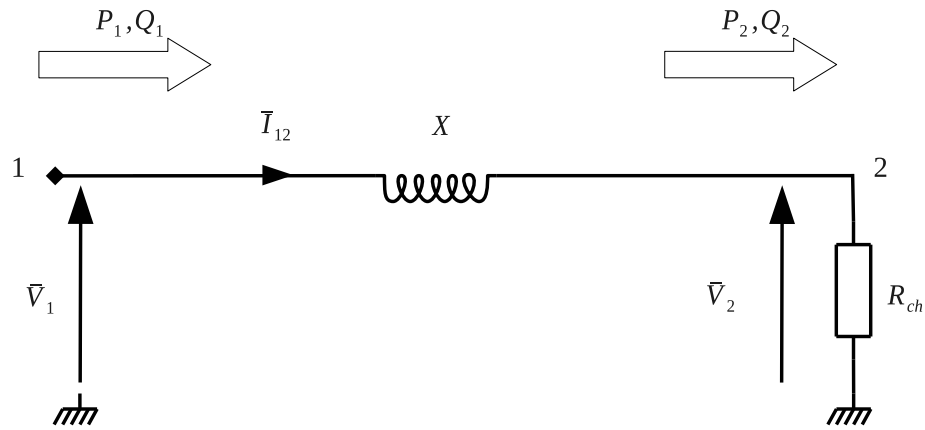


FIGURE II.3 – Modèle de la ligne simplifiée avec charge résistive.

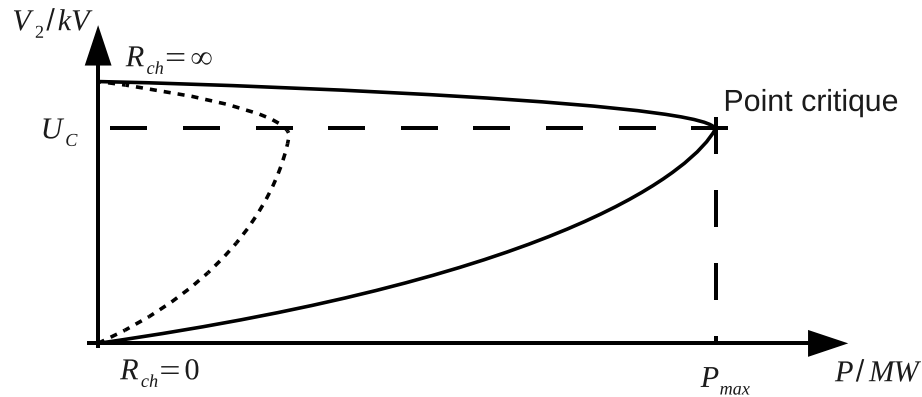


FIGURE II.4 – Évolution de la puissance transmissible maximale, d'après [25].

Z est l'impédance de la ligne entre le point où la tension est tenue et la charge ;

φ est le déphasage introduit par la charge ;

β est le déphasage introduit par la ligne.

L'expression (II.5) montre que plus la tension d'exploitation du réseau V_1 est haute, plus la puissance transmissible est importante. De même, plus l'impédance Z du réseau est faible, plus la puissance transmissible est grande. Enfin, toujours dans l'expression (II.5), il est intéressant de remarquer que plus φ diminue, plus la puissance transmissible augmente. La diminution de la valeur de φ est réalisée en compensant la production de puissance réactive Q_2 consommée par la charge en utilisant par exemple des condensateurs.

La puissance réactive voyage très mal sur les réseaux, elle crée donc des chutes de tension. Il est nécessaire d'en produire localement pour compenser les charges inductives et les chutes de tension, la puissance réactive générée par les alternateurs ne pouvant parvenir à l'endroit où elle est nécessaire.

Dans les réseaux de distribution la résistance des lignes et des câbles n'est plus négligeable devant leur réactance. Les contraintes thermiques limitent donc aussi la puissance transmissible aux charges.

II.2.3 Conclusions sur l'utilité du réglage de tension

Le réglage de tension, que ce soit sur les réseaux de transport ou de distribution, est essentiel pour la sûreté, la qualité et l'optimisation du système électrique. Tout en permettant

aux utilisateurs du réseau de faire fonctionner leurs matériels dans des conditions optimales, il assure aux gestionnaires du réseau une exploitation des réseaux à moindre coût et dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Le paragraphe suivant explique son fonctionnement dans les réseaux de distribution et révèle l'impact de l'arrivée de la production décentralisée.

II.3 Le réglage de tension dans les réseaux de distribution actuels

II.3.1 Principe général de fonctionnement

Comparativement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution ne sont que très peu instrumentés. De part leur conception et leur mode de fonctionnement, il n'est pas nécessaire de disposer de nombreux points de mesure pour pouvoir garantir une tension dans les limites admissibles à tous les nœuds du réseau. En effet, en l'absence de production décentralisée, la connaissance de l'évolution moyenne des charges au cours du temps et de la topologie du réseau suffit au GRD pour prévoir quelle va être la chute de tension. Le sens des flux de puissance, du poste source HTB/HTA vers la consommation, et la structure radiale du réseau permettent d'effectuer une bonne approximation de la tension du réseau. Celle-ci décroît progressivement à mesure que la distance au poste source augmente (c.f. figure I.6). Par ailleurs les études d'amont effectuées avant la construction du réseau permettent de dimensionner suffisamment les réseaux de distribution pour faire face à leur maximum de charges.

Les variations de la consommation ont bien sûr une influence sur la tension du réseau de distribution. Pour régler la tension et s'assurer que celle-ci soit bien dans les limites définies au paragraphe I.3.4, le GRD dispose de différents actionneurs tels que les transformateurs régleurs en charge et les bancs de capacité. Leur fonctionnement est décrit dans les paragraphes II.3.1.1 et II.3.1.2.

Par ailleurs, actuellement la production décentralisée connectée aux réseaux de distribution ne participe pas dynamiquement au réglage de tension. L'article 10 de l'arrêté du 23 avril 2008 [14] stipule cependant que :

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

- a) Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5%, l'installation de production qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive au moins égale à $0.4 * P_{max}$ ou absorber une puissance réactive au moins égale à $0.35 * P_{max}$;*
- b) Lorsque la tension au point de livraison s'écarte de la tension contractuelle comme il est dit à l'article 13, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sous la forme d'un diagramme $[U, Q]$."*

Avant toute connexion de GED, le GRD réalise une étude de raccordement. Il regarde la faisabilité technique du raccordement de la GED au nœud le plus proche du réseau de

distribution. À l'issue de cette étude il impose au producteur une consigne de puissance réactive. Cette consigne est fixe dans le temps³. Il n'y a donc pas à proprement parler de participation de la production décentralisée aux services systèmes.

Le réglage de tension et de puissance réactive sur les réseaux de distribution est aujourd'hui seulement assuré en temps réel par deux types d'actionneurs, décrits ci-après.

II.3.1.1 Transformateurs régleurs en charge [28]

Sur les réseaux de distribution, les principaux actionneurs du réglage de tension sont les transformateurs régleurs en charge. Il s'agit de transformateurs à rapport de transformation variable piloté par un automate. En France, ces transformateurs sont situés dans les postes sources HTB/HTA.

Le modèle classique utilisé pour la représentation mathématique des transformateurs triphasés symétriques est présenté dans la figure II.5. Le paramètre k permet de modéliser le rapport de transformation. Il prend des valeurs discrètes correspondant aux différentes prises possibles du transformateur. Y_0 représente l'impédance à vide du transformateur et Z les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire. La plupart des

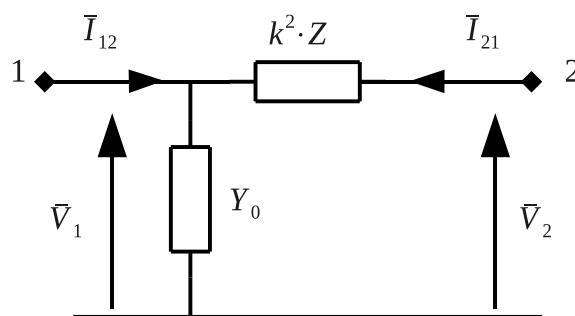


FIGURE II.5 – Modélisation du transformateur triphasé symétrique.

transformateurs des postes sources HTB/HTA possède un nombre de prises compris entre 17 et 25 pour une puissance allant de 1 MVA à 36 MVA. Ils permettent de délivrer une tension comprise, au secondaire, entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u..

Deux stratégies différentes de réglage existent pour les automates de régleur en charge : le réglage avec compoundage et le réglage sans compoundage. Dans les deux cas, le principe est de maintenir la tension en un nœud défini du réseau. Pour le réglage sans compoundage, ce nœud est le jeu de barres côté HTA. Pour le réglage avec compoundage ce peut être n'importe quel nœud du réseau, moyennant une définition correcte du coefficient de compoundage. La tension en ce nœud éloigné est évaluée en mesurant les courants traversant le transformateur. C'est cette évaluation qui est appelée *compoundage*.

Le premier changement de prise intervient lorsque la tension au nœud réglé dépasse une valeur seuil pendant un temps supérieur à une temporisation T_1 égale en générale à 60s. Cette première temporisation permet de laisser passer d'éventuelles variations de tension provisoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes ou aux fluctuations de tension venant du réseau de transport et corrigées en quelques secondes par les réglages primaires et secondaires des centrales électriques. Les éventuels changements de prises suivants interviennent si la tension dépasse la valeur seuil pendant une temporisation plus courte T_2 , en générale égale à 10s. Ce temps correspond au temps de réarmement du ressort du mécanisme de changement de prise.

3. Cette consigne peut être saisonnière.

Les travaux de J.-F. Canard [29] ont montré qu'en présence de GED sur les réseaux de distribution, les stratégies de réglage avec et sans compoundage ne sont pas adaptées. Sans compoundage, l'automate de régulateur en charge peut ne pas détecter les élévations de tension locales introduites par les GED et donc maintenir au niveau du poste source une tension élevée provoquant des surtensions dans les zones proches des GED. De même, avec le compoundage, la présence de GED diminue le courant transitant dans le transformateur du poste source donnant une image faussée de la tension sur le réseau. Certains départs sans GED peuvent alors se retrouver en sous-tension, l'automate de régulateur en charge ne relevant pas suffisamment le plan de tension.

II.3.1.2 Bancs de condensateurs

Pour diminuer les transits de puissance réactive dans les postes sources HTB/HTA, des bancs de condensateurs sont connectés au jeu de barres côté HTA. Ils corrigent le facteur de puissance $\cos \varphi$ du poste source. Ce facteur de puissance est donné par la formule suivante :

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (\text{II.6})$$

où :

P est la puissance active transitant dans le poste source ;

Q est la puissance réactive transitant dans le poste source.

Afin de connaître la quantité de puissance réactive ΔQ à injecter pour passer d'un facteur de puissance effectif $\cos \varphi_1$ à un facteur de puissance désiré $\cos \varphi_2$ il est possible d'appliquer la formule suivante :

$$\begin{aligned} \Delta Q &= P (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \\ &= P \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1} \right) \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

Les bancs de condensateurs sont contrôlés par des automates utilisant des relais varométriques. Suivant la puissance réactive appelée par le réseau, ces relais varométriques enclenchent ou non un gradin de condensateurs qui leur est associé. En général, le temps entre deux déclenchements de gradins est de 10 min.

Les bancs de condensateurs sont utilisés pour régler le transit de puissance à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau de transport. Ils ont une influence sur la tension mais ne sont pas aujourd'hui directement utilisés pour régler la tension.

II.3.2 Etudes de cas : efficacité et limites du réglage de tension actuel

Le réglage de tension actuellement en place sur les réseaux de distribution a été conçu initialement pour des réseaux sans production décentralisée. L'arrivée de GED peut donc être problématique. Des simulations simples de réseaux de distribution avec et sans GED permettent de bien caractériser les limites et l'efficacité du réglage de tension actuel.

II.3.2.1 Cas d'étude

Le cas d'étude présenté ici concerne un réseau de distribution semi rural. Le réseau entier est constitué de quatre postes sources avec chacun deux transformateurs demi-rame. Ce réseau simulé est issu de données réelles fournies par EDF R&D. Il n'est pas nécessaire de simuler tout le réseau pour avoir des résultats intéressants ; le réseau étant radial, la

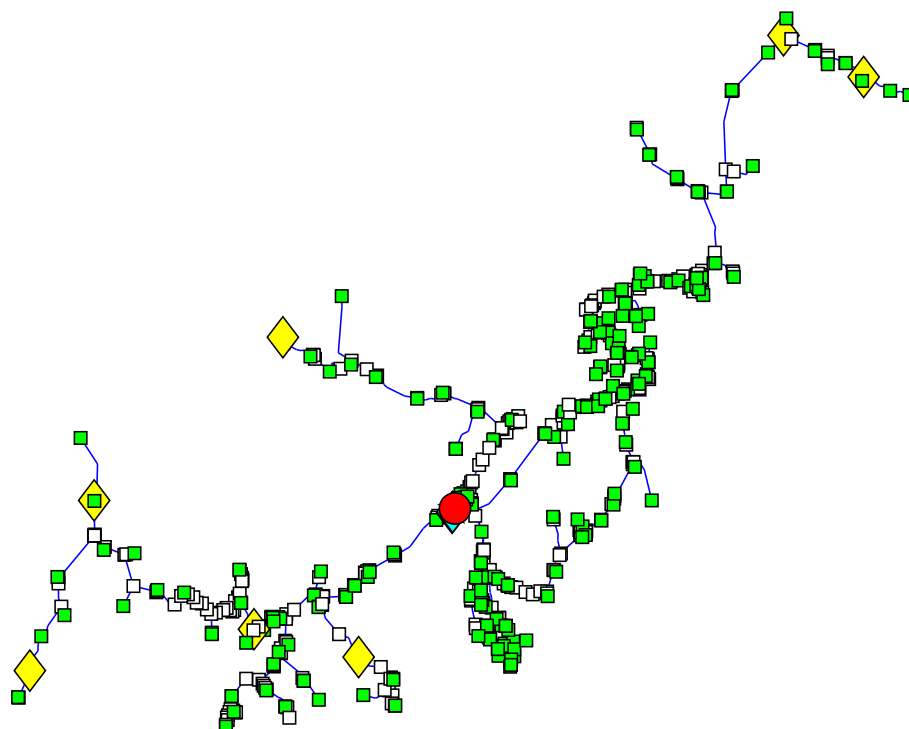


FIGURE II.6 – Topologie du réseau simulé. Les carrés verts représentent les charges, les losanges jaunes les GED, le disque rouge le poste source et les carrés blancs les nœuds passifs, c'est-à-dire, sans charge et sans GED connectée.

simulation d'une demi-rame et des départs attenants est suffisante pour être pertinente. La topologie des départs simulés est présentée sur la figure II.6.

La puissance nominale du transformateur est de 20 MVA. C'est un transformateur réglable, piloté par automate de régulateur en charge sans compoundage.

La charge totale maximale du réseau est de 12 MVA. Les charges sont réparties homogènement en trois catégories : résidentielle, tertiaire et industrielle, chacune ayant une courbe de charge différente, évoluant d'un niveau faible de consommation à un niveau de forte consommation. Cette évolution correspond à une évolution réelle des trois types de charge entre 4 h et 9 h. Dans les résultats présentés ci-après, l'instant 0 s correspondra donc à 4 h et l'instant 18 000 s à 9 h. L'évolution de la charge du réseau est représentée sur la figure II.7. La période d'échantillonnage est de 10 min.

Le réseau dispose aussi d'un banc de condensateurs connecté au jeu de barres HTA du poste source HTB/HTA. Il possède 2 gradins permettant de disposer de : 0 kVA, 720 kVA et 1 440 kVA.

La première simulation concerne le réseau considéré sans aucune GED connectée. Il constitue le cas de référence. Dans le cas de la seconde simulation, sept GED sont connectées au réseau. Les cinq GED situées sur les départs ouest ont une puissance active de 465 kW et les deux GED connectées en bout de ligne sur le départ nord-est ont une puissance active de 1 860 kW. Aucune des GED ne produit de puissance réactive ($\cos \varphi = 1$). La puissance installée est donc égale à 6 045 kW, ce qui représente un taux d'insertion, défini par rapport à la puissance nominale du transformateur, d'environ 30 %.

Ce scénario de simulation offre une représentation réaliste des réseaux de distribution français semi-ruraux, qui, dans le futur, pourraient être confrontés à une augmentation importante du nombre de GED connectées. La charge maximale du réseau représente environ

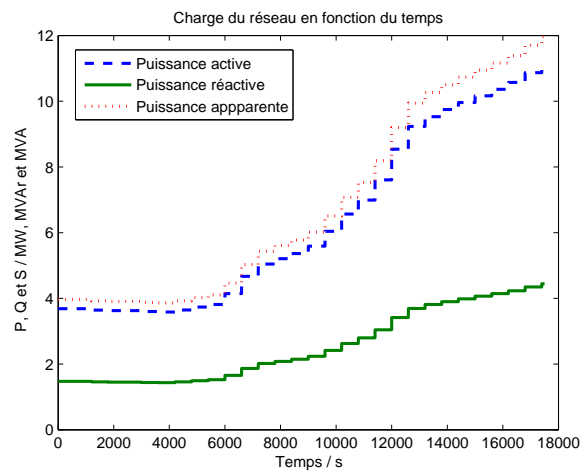


FIGURE II.7 – Évolution de la charge du réseau au cours du temps.

60 % de la puissance nominale du transformateur, permettant ainsi de secourir les départs liés à un éventuel transformateur voisin défaillant.

II.3.2.2 Résultats

Les simulations entreprises confirment tout d'abord qu'en l'absence de GED, le niveau de tension sur le réseau est fonction de la charge et de la longueur du départ considéré. La figure II.8 montre ainsi que pour une faible charge la tension est partout comprise entre les limites admissibles +5 % et -5 %. Aux bornes du transformateur, le régulateur en charge la maintient proche de la consigne (ici 1.02 p.u.), puis elle décroît progressivement le long des départs.

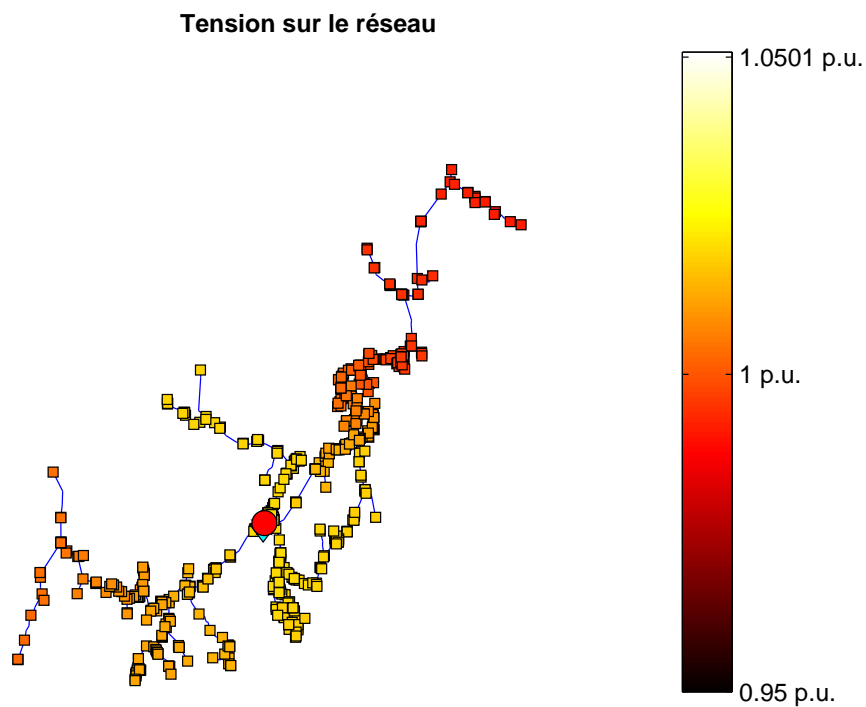


FIGURE II.8 – Plan de tension du réseau sans GED à faible charge.

Au fur et à mesure que la charge globale du réseau augmente, la tension décroît. Lorsque la tension aux bornes du transformateur régulateur en charge devient trop basse, celui-ci passe alors sur la prise supérieure. Ce phénomène est visible sur la figure II.9. Les évolutions au cours du temps des tensions maximale et minimale du réseau y sont représentées. L'échelon qui apparaît vers 9 000 s correspond au changement de prise du régulateur en charge. Celui-ci a une forte influence sur le plan de tension du réseau.

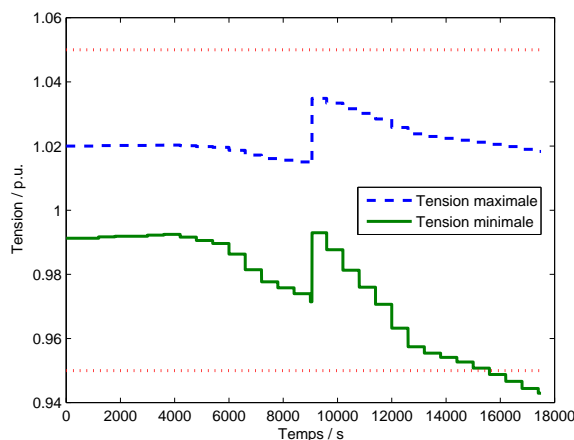


FIGURE II.9 – Évolution des tensions maximales et minimales du réseau sans GED. À chaque instant sont représentées les tensions des nœuds ayant la tension la plus et la moins élevée. Les nœuds peuvent être différents au cours du temps.

À partir de 16 000 s, la tension minimale du réseau passe sous la limite admissible HTA des -5% . En effet, comme le montre la figure II.10, une sous-tension apparaît dans le départ le plus long, situé au nord-est. Le transformateur régulateur en charge ne détecte pas cette sous-tension car la tension à ses bornes est bien proche de la tension de consigne. En effet, la tension des départs est en quelque sorte moyennée physiquement, du fait de leur connexion au même point, le jeu de barres HTA. Ce cas permet de montrer l'importance du choix de la valeur de la consigne de tension du transformateur régulateur en charge du choix du nœud réglé.

L'ajout de GED sur le réseau modifie complètement les résultats obtenus ci-avant. Comme le montre la figure II.11 obtenue pour un réseau faiblement chargé, à comparer donc avec la figure II.8, des surtensions apparaissent près des nœuds de connexion des GED. L'automate du régulateur en charge ne détecte pas ces surtensions car la tension aux bornes du transformateur est proche de la tension de consigne. Le réglage de tension actuel montre ici clairement ses limites. La connexion de GED sur les réseaux de distribution, notamment en bout de départ, amène des problèmes de tension que le réglage actuel ne peut résoudre.

Par ailleurs, cette étude simple montre aussi que l'arrivée massive de GED sur les réseaux de distribution modifie bien aussi le sens des flux de puissances. La figure II.12 montre qu'en présence de GED, lorsque la consommation sur le réseau est inférieure à la production décentralisée, le transformateur voit circuler des transits de puissance active depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport (puissance négative à faible charge). Cette situation illustre bien que les flux de puissance active à l'intérieur du réseau de distribution, mais aussi depuis et vers le réseau de transport, sont complètement modifiés et dépendent de la charge et de la production décentralisée.

La modification du plan de tension et des transits de puissance active ont aussi pour conséquences de modifier les pertes Joule sur le réseau de distribution, comme illustré sur

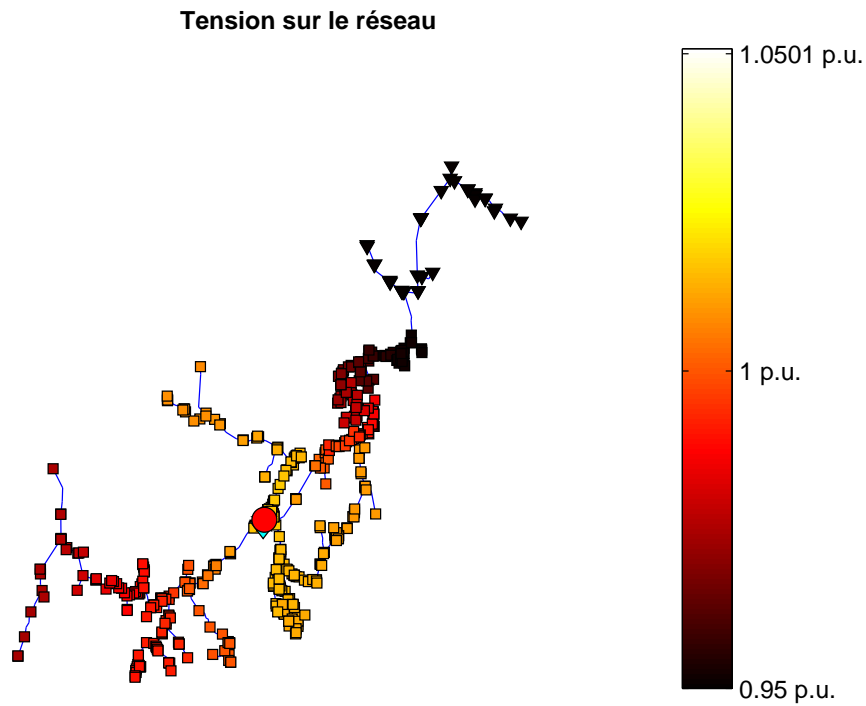


FIGURE II.10 – Plan de tension du réseau sans GED à forte charge. Les triangles pointant vers la bas représentent les nœuds où la tension est inférieure à 0.95 p.u..

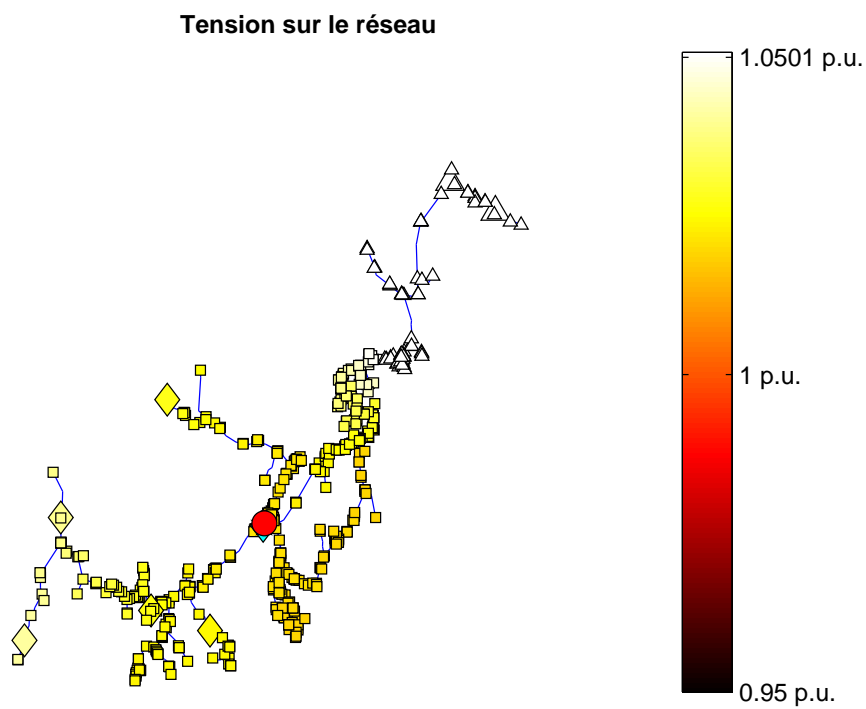


FIGURE II.11 – Plan de tension du réseau avec GED à faible charge. Les triangles pointant vers le haut représentent les nœuds où la tension est supérieure à 1,05 p.u.. Les GED sont représentées par des losanges ou bien des triangles de taille supérieure en cas de surtensions ou sous-tensions.

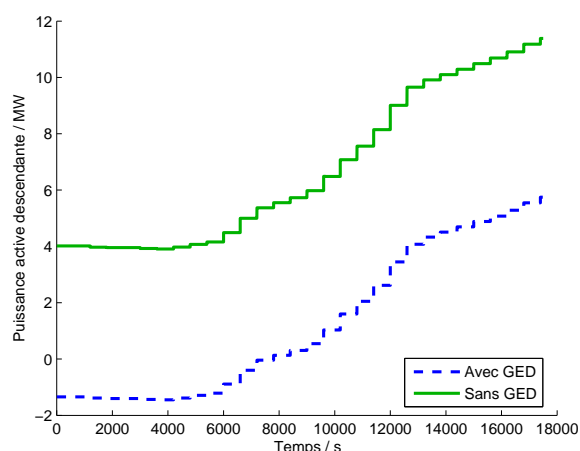


FIGURE II.12 – Transits descendants de puissance active dans le transformateur avec et sans GED.

la figure II.13. Sans GED, à mesure que la charge augmente, les pertes Joule augmentent, partant d'un niveau faible. Le changement de prise du régleur en charge, en relevant le plan de tension, diminue très légèrement les pertes (vers 9 000 s). L'ajout de GED sur le réseau, en augmentant les flux de puissance sur le réseau, accroît considérablement les pertes Joules à faible charge. Cependant, au cours du temps la puissance produite par les GED est de plus en plus consommée localement par les charges. Les pertes Joule vont alors avoir tendance à diminuer jusqu'à ce que la production soit égale à la consommation (vers 11 000 s). Les pertes augmentent alors mais leur niveau demeure plus bas qu'en l'absence de GED.

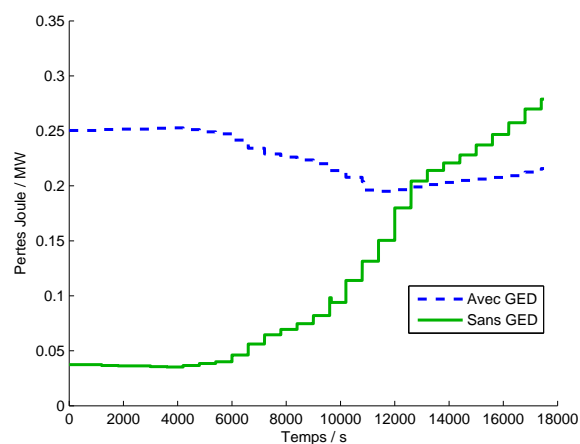


FIGURE II.13 – Pertes Joule sur le réseau avec et sans GED.

Cette étude simple montre qu'en l'absence de GED sur un réseau de distribution, en régime normal de fonctionnement, le réglage de tension actuel n'est pas mis en défaut car les réseaux de distribution français sont suffisamment bien dimensionnés. Seule une augmentation importante de la charge, associée à une mauvaise optimisation des consignes de tension des automates de régleur en charge parvient à faire apparaître en bout de ligne des sous-tensions. L'ajout de GED sur le réseau modifie par contre complètement le plan de tension et provoque l'apparition de surtensions dans les zones proches des GED que le transformateur ne peut détecter.

Le réglage de tension actuel n'est donc pas adapté à l'arrivée massive de GED dans

les réseaux de distribution. Il apparaît donc nécessaire de proposer un nouveau réglage qui assurera une tension dans les limites admissibles mais aussi permettra de tirer parti des avantages de la production décentralisée, par exemple l'optimisation des pertes Joule. Ces conclusions sont partagées dans plusieurs études de la littérature scientifiques portant sur l'impact de la production décentralisée dans les réseaux de distribution [17–20].

II.4 Vers une nouvelle méthode de réglage de la tension : Volt VAR Control

II.4.1 Les besoins

L'étude présentée au paragraphe II.3.2 montre qu'en présence de GED sur les réseaux de distribution, le réglage de tension actuel n'est plus à même de maintenir la tension dans les limites réglementaires. Les différentes stratégies de pilotage des transformateurs régulateurs en charge ne sont pas adaptées à l'apparition de flux de puissance bidirectionnels à l'intérieur des réseaux de distribution et à leurs interfaces avec les réseaux de transport. Par ailleurs, l'insertion de GED modifie aussi le niveau des pertes Joule. Pour le GRD, c'est une situation inédite. Le renforcement des lignes peut permettre de ramener le plan de tension dans les limites et d'abaisser les niveaux de pertes, surtout à faible charge, mais ceci impose d'avoir des prévisions annuelles fiables de l'évolution de la consommation et de la production décentralisée, et surtout de disposer de ressources financières importantes pour réaliser les investissements nécessaires. Or, les précédentes expériences d'ouverture du marché de l'énergie électrique ont montré que dans un système économique concurrentiel, tous les acteurs sont moins enclins à réaliser des investissements importants, même ceux en situation de monopole local, comme le sont les distributeurs aujourd'hui. De plus, même si les tendances générales de l'évolution de la consommation et de la production décentralisée sont connues à l'échelle du pays, les prévisions à long terme pour chaque réseau de distribution sont difficiles à établir.

Ce constat amène à penser qu'il est nécessaire de proposer aux GRD un nouveau système de réglage de tension qui permette de faciliter l'intégration de la production décentralisée sur les réseaux de distribution dans des conditions de sécurité d'exploitation satisfaisantes. Ce réglage, appelé en Anglais *Volt VAR Control* ou *VVC*, devra utiliser les outils de réglage d'ores et déjà en place sur les réseaux de distribution (principalement transformateurs régulateurs en charge et bancs de condensateurs) afin de limiter les coûts des pertes et d'investissement. Point important, ce nouveau réglage utilisera aussi la possibilité qu'offrent les GED à moduler leur production de puissance réactive pour intervenir sur les flux de puissance réactive à l'intérieur des réseaux de distribution et ainsi tenter de résoudre les problèmes de tension que posent ces GED. Cette régulation à la fois de la puissance réactive circulant sur le réseau et de la tension au poste source devra aussi permettre de minimiser les pertes sur le réseau. Le GRD, tout en favorisant l'arrivée de la production décentralisée sur les réseaux de distribution, devrait ainsi augmenter ses marges financières. Enfin, cette nouvelle méthode de réglage de la tension devra pouvoir s'exécuter dans un temps suffisamment court pour être utilisée en temps réel. Des phases d'étude pré-calculatoires effectuées en amont prenant plus temps sont bien entendu envisageables, à la manière des études réalisées la veille pour le lendemain par les gestionnaires de réseaux de transport.

Cette description du réglage de tension idéal permet de donner un objectif et un cadre général à notre recherche.

II.4.2 Le réglage de tension dans la littérature scientifique

Ce nouveau réglage de tension s'inscrit dans un cadre plus général d'évolution des réseaux de distribution. L'ouverture des marchés et l'arrivée de la production décentralisée révèlent des besoins inédits pour les GRD. De nouvelles fonctions avancées de pilotage des réseaux deviennent ainsi nécessaires pour assurer la sécurité du système électrique mais aussi pour optimiser son fonctionnement, c'est-à-dire baisser les coûts d'exploitation et retarder les nouveaux investissements dans le renforcement des réseaux. Parmi ces nouvelles fonctions, outre le réglage de tension, peuvent être citées les méthodes de reconfiguration automatique des réseaux de distribution [30], les méthodes de placement optimal des GED⁴ [31] ou encore les méthodes d'estimation d'états [32] permettant de reconstruire la connaissance de l'état électrique du réseau à partir d'un nombre de points de mesure limités.

La problématique du réglage de tension dans les réseaux de distribution en présence de production décentralisée est relativement nouvelle. Dans la littérature scientifique, le nombre d'articles traitant de ce sujet est assez faible comparativement à d'autres problématiques concernant les réseaux électriques. De plus, la recherche en est encore dans une phase exploratoire. Plusieurs auteurs traitent ainsi du réglage de tension mais l'étendue des méthodes proposées pour résoudre le problème est très vaste [4–9]. Peuvent être citées dans le désordre, des méthodes heuristiques telles que les algorithmes génétiques et les méthodes d'apprentissage statistique, les méthodes déterministes à base d'algorithmes d'optimisation continue et les méthodes mixtes comme les réseaux de neurones par exemple. Les actionneurs utilisés dans ces méthodes sont aussi très divers et vont, bien entendu, de la production décentralisée aux transformateurs régulateurs en charge, en passant par des éléments aussi variés que des bancs de condensateurs, des compensateurs statiques de puissance réactive, des dispositifs de stockage distribués ou encore des auto-transformateurs.

Cependant, aucune des méthodes citées ci-dessus n'est complètement satisfaisante du point de vue du GRD. Aucune d'entre elles ne propose un algorithme, qui tout en prenant en compte à la fois production décentralisée, bancs de condensateurs et transformateurs régulateurs en charge, régulerait la tension en temps réel et aiderait à optimiser les coûts de fonctionnement des réseaux de distribution. Toutes donnent des méthodes et des résultats intéressants, mais leur champ d'application est trop étroit et ne couvre pas l'ensemble de la problématique exposée au paragraphe II.4.1. Ces travaux permettent cependant d'orienter les recherches actuelles vers certaines méthodes de résolution en mettant en exergue les avantages et les limites des différents types d'algorithmes utilisés. Plus de détails à ce sujet seront donnés dans le paragraphe II.4.4.

II.4.3 Les travaux d'IDEA sur le réglage de tension

Dès le début des années 2000, le GIE IDEA⁵ s'est intéressé à la problématique de l'insertion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution, en particulier via l'étude des réglages de la tension et de l'optimisation des flux de puissance réactive.

4. Le GRD peut ne pas pouvoir choisir le placement des GED.

5. Groupement d'Intérêts Économique Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir : collaboration entre une université, Grenoble INP, et deux entreprises du monde des réseaux électriques EDF R&D et SCHNEIDER ELECTRIC.

II.4.3.1 Premiers travaux sur la gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution

Raphaël Caire dans le cadre de sa thèse [28] a été le précurseur des travaux du GIE IDEA sur l'intégration de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. De nombreux points sont abordés dans ses travaux. L'amélioration du plan de tension en utilisant la production décentralisée en est un. Un algorithme couplant une méthode déterministe et une méthode heuristique a ainsi été développé. Cet algorithme est, d'une part, employé pour minimiser la déviation du plan de tension des réseaux de distribution et, d'autre part, pour minimiser les pertes Joule dans les lignes. Les actionneurs utilisés sont les GED, via leur génération ou absorption de puissance réactive, les bancs de condensateurs et les transformateurs régleurs en charge. Raphaël Caire a notamment montré l'intérêt de la modélisation discrète des transformateurs régleurs en charge par rapport à une modélisation continue et l'apport des méthodes déterministes pour les calculs d'optimisation dans les réseaux.

L'approche proposée, basée sur un couplage entre une méthode d'optimisation déterministe de type SQP (Programmation Quadratique Séquentielle) et une méthode d'optimisation heuristique de type génétique, se heurte cependant à un problème de temps de calcul. La méthode requiert en effet de nombreuses itérations pour obtenir une solution. Ces itérations sont coûteuses en temps de calcul et ce, même avec des ordinateurs de dernière génération. La mise en œuvre en temps réel de ce réglage semble par conséquent difficile à réaliser.

Par ailleurs, l'étendue des travaux menés dans le cadre de cette thèse (placement optimal des GED, méthodologie de l'évaluation de l'impact de la production décentralisée, méthodes de simulation en temps réel, etc) n'a pas permis à son auteur de mener une étude complète du réglage de tension en particulier. La solution proposée constitue donc une première approche de qualité qui offre des axes de recherche pour la suite mais qui demande un approfondissement.

II.4.3.2 Réglage local autoadaptatif

Le réglage de tension, avant d'être considéré comme une fonction centralisée coordonnée par le GRD, peut aussi être étudié du point de vue local, c'est-à-dire comme étant une fonction décentralisée. Chaque actionneur participe au réglage de tension de tout le réseau mais les actions sont déterminées et entreprises au niveau local.

Guillaume Rami propose ainsi dans sa thèse [33] de placer sur chaque production décentralisée un régulateur, appelé *régulateur auto-adaptatif*, dont le principe est d'alterner intelligemment entre un mode de régulation en puissance dit *réglage P/Q*, actif en régime normal et un mode de régulation en tension et puissance réactive dit *réglage P/V*, actif en régime perturbé. En effet, du point de vue du réglage local de tension, une action de réglage des GED n'est nécessaire que lorsque la tension approche les limites réglementaires. Il est cependant possible d'effectuer une action préventive avant que la tension n'atteigne ces limites et ainsi optimiser la régulation de la GED. Un seuil de tension intermédiaire est donc calculé. Le régime normal de fonctionnement est défini pour une tension en deçà de cette limite intermédiaire (en valeur absolue) et au delà, est défini le régime perturbé. Ce seuil de tension est calculé dynamiquement en fonction de l'état électrique du réseau au point de connexion de la GED par un algorithme à base de logique floue, appelé superviseur flou. Le fonctionnement du réglage auto-adaptatif est présenté sur les figures II.14 et II.15.

Les résultats obtenus avec le réglage auto-adaptatif sont à mettre en relief par rapport

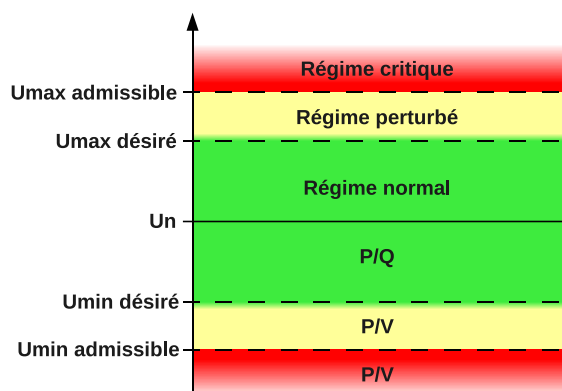


FIGURE II.14 – Réglage auto-adaptatif : seuils de tension.

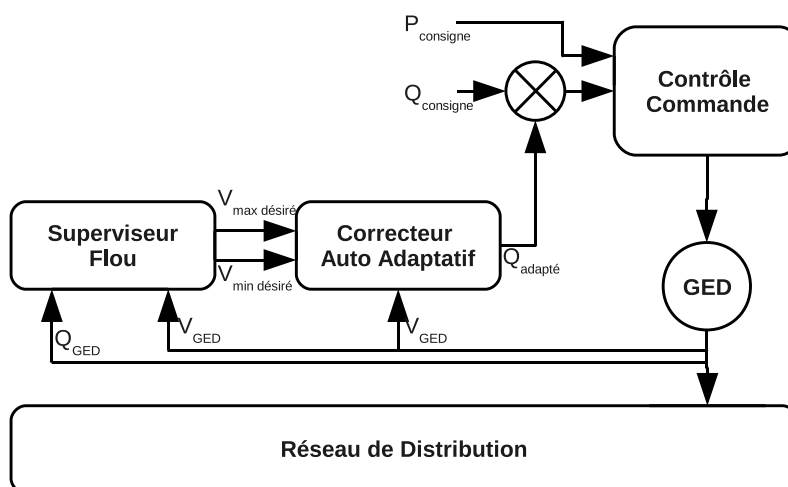


FIGURE II.15 – Principe général du réglage auto-adaptatif.

aux besoins du GRD. La tension est bien tenue aux bornes de la GED et, malgré l'absence de coordination effective entre les différents régulateurs auto-adaptatifs, les pertes Joule restent à un niveau relativement bas comparativement à d'autres méthodes de réglage de tension (notamment le réglage coordonné décrit dans le paragraphe II.4.3.3). La simplicité de mise en œuvre du dispositif et son autonomie sont aussi des avantages du réglage auto-adaptatif. L'absence de coordination entre les GED et le transformateur régleur en charge empêche cependant au GRD d'optimiser l'usage du réseau de distribution dans sa globalité. La solution développée est donc plutôt adaptée pour les GED non pilotables du fait de leur isolement géographique ou de leur trop faible puissance. Par contre, l'intégration du réglage auto-adaptatif dans un réglage de tension coordonné par le GRD est une possibilité qui a montré son efficacité [12, 33].

Dans la littérature scientifique, d'autres auteurs proposent aussi une approche locale pour le réglage de tension [34–36]. Les algorithmes développés sont divers et les résultats intéressants, mais, les inconvénients décrits ci-dessus, inhérents à l'approche locale, sont toujours présents.

II.4.3.3 Réglage coordonné de la tension

Tenant compte des conclusions rappelées au paragraphe II.4.3.1, Olivier Richardot propose dans ses travaux de thèse [12], un réglage de tension centralisé coordonnant l'action des GED entre elles.

Ce réglage, appelé *réglage coordonné de la tension* ou D-RCT⁶ est basé sur un concept de réglage coordonné de la tension sur les réseaux de transport, expérimenté par EDF dans l'ouest de la France depuis 1998 [37]. Le principe du D-RCT est donc de maintenir la tension sur le réseau de distribution en agissant de manière coordonnée sur la production de puissance réactive des GED. Cette action coordonnée est déterminée par un algorithme d'optimisation dont les objectifs sont :

La tenue en tension aux nœuds pilotes L'objectif est de maintenir la tension proche d'une consigne en certains nœuds précis du réseau. Ces nœuds sont appelés *nœuds pilotes*. Ils sont déterminés et sélectionnés via deux algorithmes : un de type déterministe (méthode de recherche par accumulation) et un de type heuristique (algorithme génétique). Le critère de sélection est que les variations de tension en ces nœuds soient les plus représentatives possibles des variations de tension de tout le réseau de distribution. La minimisation du nombre de points pilotes est aussi recherchée afin de limiter l'instrumentation du réseau et donc les coûts d'installation et d'exploitation liés. La valeur de consigne de la tension aux nœuds pilotes est déterminée par un calcul optimal de répartition de charge (ou OPF pour Optimal Power Flow) pour un nombre déterminé d'états de charge du réseau. La périodicité retenue peut être par exemple un calcul des consignes toutes les heures. L'OPF utilisé est celui développé par Raphaël Caire dans ses travaux de thèse [28]. Le plan de tension calculé par l'OPF est optimal du point de vue des pertes Joule. Le plan de tension obtenu en appliquant les consignes de tension aux nœuds pilotes est donc d'autant plus proche du plan de tension calculé par l'OPF et donc des pertes minimales que le calcul du nombre de nœuds pilotes et de leur position est optimal.

La gestion de la puissance réactive L'objectif recherché est de minimiser les écarts relatifs de production de puissance réactive entre toutes les GED, afin que chacune participe à l'effort de réglage de la tension.

La tenue en tension aux bornes des GED Le maintien de la tension aux bornes des GED dans les limites réglementaires est le troisième objectif du réglage coordonné. La méthode retenue est la même que celle utilisée pour les nœuds pilotes, c'est-à-dire minimiser l'écart entre la tension aux bornes des GED et la valeur obtenue lors de l'OPF.

Les trois fonctions objectif obtenues en exprimant mathématiquement ces trois objectifs sont couplées en une seule expression en les multipliant chacune par un indice de normalisation et un coefficient de pondération. Les coefficients de pondération sont déterminés empiriquement en fonction des besoins du GRD à l'instant considéré. L'expression obtenue est la fonction objectif du D-RCT qu'un algorithme d'optimisation va chercher à minimiser en jouant sur la génération ou l'absorption de puissance réactive des GED. Les contraintes appliquées à cet algorithme sont :

- l'intervalle maximal d'évolution des tensions aux nœuds pilotes et aux bornes des GED,
- les limites techniques de fonctionnement des GED (diagramme [U,Q]),

6. D-RCT : Réglage Coordonné de la Tension dans les réseaux de Distribution

- la déviation de tension instantanée maximale admissible pour celles-ci.

Le fonctionnement du D-RCT est synthétisé sur la figure II.16.

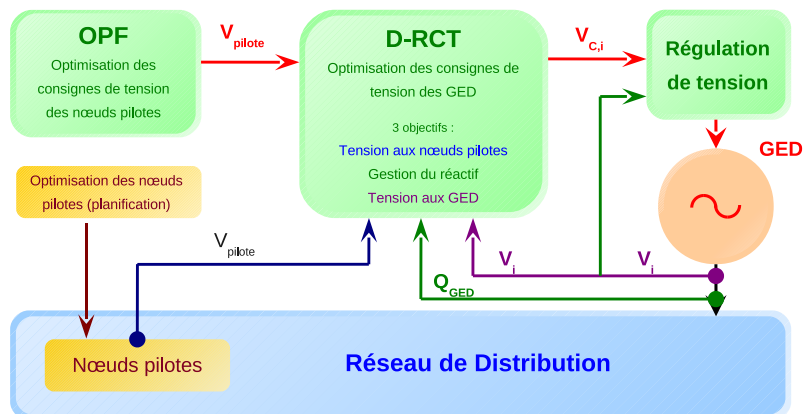


FIGURE II.16 – Schéma de principe du D-RCT [12].

Les résultats obtenus avec le D-RCT montrent que ce réglage est performant dans sa capacité à réguler la tension dans les réseaux de distribution comportant de la production décentralisée. Ce réglage est aussi robuste et permet un contrôle centralisé des GED connectées en minimisant les points de mesure sur le réseau.

Cependant ce réglage souffre de défauts inhérents aux hypothèses prises lors de son élaboration. En premier lieu, la minimisation des pertes Joule n'étant pas un objectif au sens mathématique, il arrive que le niveau de celles-ci soit assez élevé. Ensuite, les limites réglementaires pour le plan de tension ne sont pas toujours respectées. L'amplitude de la tension est en effet considérée comme un objectif et non comme une contrainte, et par ailleurs, seule les tension aux nœuds pilotes et aux bornes des GED sont contrôlées. Par conséquent, l'algorithme peut calculer une solution optimale au sens mathématique du terme, c'est-à-dire une solution pour laquelle la fonction objectif est bien minimale, mais qui ne respectera pas les contraintes réglementaires en tension. De plus, le D-RCT est très sensible aux coefficients de pondération de sa fonction objectif, à la précision de l'OPF choisi et à la pertinence du choix des nœuds pilotes. Enfin, le fait que ce réglage ne soit pas coordonné avec les automates des transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs amène des problèmes de tension qu'il ne peut résoudre. Ainsi un départ sans GED pourra se retrouver en sous-tension sans que ni l'automate du transformateur régleur en charge ni le D-RCT ne le détecte, du fait du moyennage physique des tensions des départs au niveau des jeux de barres du poste source.

Des études ont été menées pour tenter de résoudre ce dernier problème [38]. Deux stratégies ont notamment été testées. La première consiste à ajuster la consigne de tension du noeud réglé dans l'automate du transformateur régleur en charge en fonction du plan de tension du réseau, le D-RCT s'occupant de la gestion des GED. La seconde stratégie repose sur l'analogie qu'il est possible de faire entre un transformateur régleur en charge et un injecteur de puissance régulé en puissance active et en tension (mode P/V). Il est alors possible d'intégrer directement le transformateur régleur en charge dans le D-RCT comme une simple GED, et de réaliser les optimisations successives.

Ces deux couplages du comportement des automates des transformateurs régleurs en charge avec le D-RCT permettent de supprimer certains cas problématiques, par exemple un départ en sous-tension. Mais, ils se heurtent à des problèmes d'interactions et d'actions antagonistes entre les deux dispositifs. En particulier la première méthode provoque l'ap-

partition de surtensions et la deuxième méthode génèrent des pertes Joules importantes. Les résultats ne sont donc pas complètement satisfaisants. Une description plus détaillée de ces deux méthodes est donnée au paragraphe III.3.3.5.

II.4.4 Proposition d'une méthode générale de réglage de la tension

L'étude des précédents travaux exposés aux paragraphes II.4.2 et II.4.3 montre qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de réglage de tension satisfaisant aux conditions présentées au paragraphe II.4.1. Cependant l'ensemble des travaux effectués, que se soit au sein d'IDEA ou plus largement dans la communauté scientifique, permet de dégager un axe de recherche prioritaire.

L'analyse des besoins du GRD montre que pour favoriser l'arrivée de la production décentralisée sur les réseaux de distribution, le fait de juste maintenir la tension dans les limites admissibles n'est pas suffisant. La minimisation des pertes du réseau est aussi une condition nécessaire. Les méthodes de régulation locale, déployées à grande échelle sur les réseaux de distribution, ne permettent pas d'obtenir une diminution coordonnée des pertes sur l'ensemble du réseau. L'approche locale globalisée ne sera donc pas retenue dans le cadre de cette étude.

Pour parvenir à la réduction des pertes, tout en respectant un ensemble de contraintes telles que les limites en tension, l'utilisation d'algorithmes d'optimisation semble indiquée. Mathématiquement, l'optimisation consiste en effet à minimiser une fonction, appelée fonction objectif, soumise à un ensemble de contraintes. Cela correspond bien au problème du réglage de tension. C'est d'ailleurs le choix de nombreux auteurs travaillant sur le réglage de tension centralisé [4–9, 12, 28]. Ce choix semble d'autant plus pertinent que les méthodes d'optimisation numériques sont aujourd'hui des outils performants, variés et adaptés à chaque type de problème [39]. Le terme d'optimisation est ici pris au sens large et regroupe de nombreux ensembles d'algorithmes très différents mais pouvant se recouper (optimisation globale, locale, heuristique, stochastique, déterministe, robuste, statistique, etc).

Un autre besoin exprimé par le GRD concerne la prise en compte d'actionneurs du réglage de tension de nature très différente. Certains de ces actionneurs sont ainsi commandés par des variables continues, par exemple les GED, tandis que d'autres actionneurs sont eux commandés par des variables discrètes, citons par exemple les transformateurs régulateurs en charge et les bancs de condensateurs. Autrement dit, il convient de trouver une méthode de régulation capable de gérer cette diversité. Cela peut passer par l'utilisation d'algorithmes sachant manipuler directement des variables discrètes et continues ou par le développement d'une méthode contournant le problème, par exemple la linéarisation ou la discrétisation des variables.

L'examen des travaux de D. Villacci et al. [9], de A. Augugliaro et al. [8] et de Raphaël Caire [28], montre que les algorithmes heuristiques de type algorithmes génétiques, apprentissage statistique ou réseaux neuronaux par exemple, sont des algorithmes qui permettent de gérer facilement des variables de nature différente. Cependant, la mise en oeuvre de ces algorithmes, notamment les réseaux neuronaux et l'apprentissage statistique, est difficile et requiert une phase initiale d'apprentissage complexe et longue. Par ailleurs, les méthodes basées sur les algorithmes génétiques sont elles peu adaptées au temps réel. Les calculs sont longs et ces méthodes ne sont à l'heure actuelle envisagées que pour des phases d'optimisation des réseaux en amont, par exemple la veille pour le lendemain.

Les algorithmes heuristiques mis de côté, le regard se porte vers une autre classe d'algorithmes : les algorithmes déterministes. Cette classe regroupe l'ensemble des algorithmes fonctionnant avec des modèles parfaitement déterminés. Le terme *déterminés* s'entend ici au sens mathématique, c'est-à-dire que le modèle est parfaitement décrit par un ensemble

d'équations mathématiques. C'est le cas pour les réseaux électriques où des simplifications permettent par exemple de modéliser le réseau par un système d'équations appelées *équations des télégraphistes* [26]. Les méthodes du gradient conjugué, quasi-Newton ou encore SQP sont des exemples parmi de nombreux autres d'algorithmes déterministes.

L'étude des travaux d'Olivier Richardot [12] et de Y. Liu et Al. [6] souligne l'intérêt que peut présenter cette classe d'algorithmes. Ils permettent des optimisations rapides susceptibles de fonctionner en temps réel. La littérature scientifique spécialisée [39] rappelle aussi que les algorithmes déterministes sont une classe d'algorithmes souvent étudiée et dont les conditions d'application de chacun de ces algorithmes sont connues, facilitant le choix final de l'algorithme.

Ces algorithmes souffrent de quelques défauts comme la difficulté à gérer des variables de nature différente ou à traiter des problèmes d'optimisation globale. Le choix d'un algorithme déterministe pour résoudre le problème du réglage de tension oblige donc à contourner le problème de la mixité des variables en appliquant des stratégies de modélisation et de résolution particulières, et à s'interroger sur l'existence éventuelle de minima locaux lors d'une optimisation.

Les précédentes études entreprises au sein du GIE IDEA et celles parues dans la littérature scientifique orientent donc le choix d'une méthode de résolution du problème du réglage de tension vers l'optimisation numérique et plus particulièrement vers les algorithmes déterministes d'optimisation.

II.5 Conclusions

Le réglage de tension dans les réseaux électriques est essentiel pour assurer non seulement la sûreté des réseaux mais aussi pour optimiser leur fonctionnement. Plus précisément, dans le cas des réseaux de distribution, le réglage de tension assure que la tension soit maintenue dans les limites admissibles tout au long des différents départs. Ce réglage, associé au réglage de puissance réactive, est effectué par les transformateurs régulateurs en charge et les bancs de condensateurs. Or, face à l'arrivée de la production décentralisée, ces dispositifs ne suffisent plus aujourd'hui, comme le montre l'étude réalisée dans ce chapitre. Le développement d'une nouvelle méthode de réglage de la tension et de la puissance réactive apparaît donc nécessaire. Cette nouvelle méthode pourra aussi tirer parti des GED pour optimiser le fonctionnement des réseaux de distribution en optimisant d'autres paramètres, telles que les pertes. Une synthèse des études précédentes sur le sujet permet de montrer que les méthodes d'optimisation numérique et en particulier les algorithmes déterministes constituent une solution intéressante. L'objet du chapitre III est donc d'étudier les différents choix d'algorithmes possibles et d'exposer les méthodes de modélisation et de résolution retenues.

Chapitre III

Réglage optimal de la tension

SOMMAIRE

III.1	Introduction	46
III.2	Principes généraux de l'optimisation numérique	46
III.2.1	Définition	46
III.2.2	Modélisation du système	46
III.2.3	Formulation mathématique générale de l'optimisation	47
III.3	Problématique générale associée au réglage optimal de la tension	48
III.3.1	Hypothèses de fonctionnement des réseaux de distribution	48
III.3.2	Discussion sur les stratégies de modélisation des organes de réglage de la tension	49
III.3.3	Méthodes de résolution du problème du réglage de tension	51
III.3.4	Sélection de la modélisation et de la méthode d'optimisation	56
III.4	Algorithme développé : Optimisation Mixte Découplée	58
III.4.1	Principe de l'optimisation mixte découplée	58
III.4.2	Méthodes d'optimisation numérique continue	62
III.4.3	Modèle numérique de réseau	65
III.4.4	Simulation numérique	71
III.4.5	Expression mathématique du problème du réglage optimal de la tension	74
III.5	Réalisation logicielle	78
III.5.1	Définition du besoin	78
III.5.2	Choix de l'environnement de simulation et de développement	79
III.5.3	Développement d'un environnement de simulation	80
III.5.4	Méthodes de programmation de l'OMD	82
III.5.5	Amélioration des temps de calculs	83
III.6	Illustration sur un cas d'étude simple	88
III.6.1	Objectif de l'étude	88
III.6.2	Détail du cas d'étude	88
III.6.3	Premiers résultats de simulation	88
III.7	Conclusions	92

III.1 Introduction

Le chapitre II a montré que le réglage de tension actuel des réseaux de distribution n'est pas adapté aux évolutions attendues des réseaux électriques, notamment l'arrivée de productions décentralisées. Les travaux précédemment menés au sein du GIE IDEA et ceux passés en revue dans la littérature scientifique, ont permis d'esquisser de premières solutions intéressantes mais qui ne sont pas complètement satisfaisantes au regard de la problématique explicitée au chapitre précédent. Face à ce constat, un nouveau concept de réglage optimal de la tension est proposé dans le chapitre II.

L'objet du présent chapitre est donc de dévoiler la démarche mise en place aboutissant à la définition et à la création de ce nouveau concept. Ainsi, tout d'abord, la première partie rappelle les principes généraux de l'optimisation numérique, base de ce nouveau réglage de tension. Puis, la deuxième partie explicite la problématique générale associée au réglage optimal de la tension, la troisième partie dévoilant en détail la construction et le fonctionnement de l'algorithme développé. Ensuite, la quatrième partie décrit la manière dont l'algorithme est mis en œuvre dans un environnement logiciel complet. Enfin, la cinquième et dernière partie de ce chapitre, détaille les premiers résultats de simulations obtenus avec un cas d'étude simple.

III.2 Principes généraux de l'optimisation numérique

III.2.1 Définition

L'optimisation, au sens mathématique du terme, consiste à *trouver l'état d'un système jugé le plus favorable au regard des circonstances données* [40]. Cette définition, très générale, permet de regrouper sous une même définition un grand nombre de problèmes de natures différentes, mais dont la finalité est identique. Il peut s'agir, par exemple, de minimiser le nombre de kilomètres parcourus par un voyageur de commerce ayant un certain nombre de villes à parcourir, ou encore, dans le cadre du réglage de tension, de minimiser les pertes Joule sur un réseau de distribution.

III.2.2 Modélisation du système

La première étape du processus d'optimisation est la phase de modélisation du système considéré. Sauf dans le cas des problèmes de mathématiques, le système à optimiser ne se présente pas en général sous la forme d'équations. Cette première étape est donc très importante : de la qualité de la modélisation dépendra la qualité des résultats obtenus vis à vis du problème initial. Un modèle trop simpliste ne permettra pas d'obtenir de résultats significatifs par rapport à la réalité du problème, tandis qu'un modèle trop complexe pourra être trop difficile à résoudre, impliquant par exemple des temps de traitement trop longs.

Pour chaque problème d'optimisation, la phase de modélisation nécessite trois sous-étapes : la définition des variables de décisions, la définition des contraintes et la définition de la fonction objectif.

III.2.2.1 Variables de décision

L'ensemble des variables de décision est *l'ensemble des variables sur lesquelles il est possible d'agir pour modifier l'état du système*. Ces variables peuvent être discrètes ou continues. Dans le cas du problème du réglage de tension, les variables de décision seront,

par exemple, la puissance réactive de chaque GED, les prises des transformateurs régulateurs en charge et l'état d'enclenchement des bancs de capacité.

III.2.2.2 Contraintes

Les contraintes sont les limites que le système ne peut pas franchir. Il existe des problèmes d'optimisation contraints et non contraints. La minimisation de la fonction $x \mapsto x^2, \forall x \in \mathfrak{R}$ est, par exemple, un problème non contraint. Le réglage de tension est par contre un problème contraint où trois types de contraintes coexistent :

- les contraintes physiques : imposées par les lois de la physique et de l'électrotechnique en particulier (par exemple les limites de fonctionnement d'une génératrice électrique),
- les contraintes techniques : imposées par exemple par la tenue mécanique ou thermique de certains éléments du réseau (par exemple l'échauffement des câbles),
- les contraintes réglementaires : imposées par une réglementation (par exemple les contraintes de tension) pour des raisons techniques et économiques.

III.2.2.3 Fonction objectif

La dernière étape de la modélisation du système passe par l'élaboration d'une fonction objectif appropriée. La fonction objectif est la mesure du système considéré. C'est la fonction que l'algorithme cherche à minimiser. Dans le cadre du réglage de tension, la fonction objectif pourra être, par exemple, la fonction calculant les pertes Joule du réseau.

La fonction objectif est une mesure du système. La façon de la définir est importante car, de sa nature (linéaire, non linéaire, simple variable, multi-variables, etc), liée à la nature des variables de décision et des contraintes, dépend le type d'algorithme d'optimisation utilisé.

III.2.3 Formulation mathématique générale de l'optimisation

Mathématiquement, le problème général de l'optimisation s'énonce de la manière suivante :

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x), \quad \text{avec} \quad \begin{cases} c_i(x) = 0, & i \in \mathcal{E}, \\ c_i(x) \leq 0, & i \in \mathcal{I}. \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

avec :

x le vecteur des variables de décision,

c_i les fonctions contraintes, fonctions scalaires de x qui définissent un certain nombre d'équations et d'inégalités auxquelles le vecteur des variables de décision x doit satisfaire,

f la fonction objectif à minimiser,

\mathcal{E} ensemble des indices des contraintes d'égalités,

\mathcal{I} ensemble des indices des contraintes d'inégalités.

III.3 Problématique générale associée au réglage optimal de la tension

Le choix d'utiliser une ou plusieurs méthodes d'optimisation numérique déterministes en tant que méthode de réglage de la tension (c.f. chapitre II), impose un certain nombre de conséquences quant aux choix des hypothèses de fonctionnement des réseaux de distribution, des stratégies de modélisation et des algorithmes de résolution. L'objet de cette section III.3 est donc d'explicitier et de justifier chacun de ces choix.

III.3.1 Hypothèses de fonctionnement des réseaux de distribution

L'utilisation d'algorithmes déterministes d'optimisation implique la validité d'un certain nombre d'hypothèses à propos du fonctionnement des réseaux de distribution. Ces hypothèses, détaillées ci-après, peuvent paraître pour certaines en avance sur la réalité des réseaux de distribution. Cependant, leur choix est toujours motivé par les évolutions attendues et les tendances observées aujourd'hui sur les réseaux de distribution.

III.3.1.1 Gestionnaire du réseau de distribution

Le choix d'un algorithme de pilotage centralisé de la tension impose la présence d'un outil de téléconduite centralisée des réseaux de distribution qui coordonne toutes les actions de réglage et de régulation pour une zone géographique donnée. Aujourd'hui, ce type d'outils existe sur les réseaux de distribution¹. L'hypothèse prise ici, est que le réglage de tension sera assuré à l'avenir par les gestionnaires du réseau de distribution de manière centralisé.

Dans le cadre du projet de recherche FAR (Fonctions d'Automatisation du Réseau), l'entreprise EDF R&D développe et teste une série de nouvelles fonctions intégrées directement dans les centres de téléconduite des gestionnaires du réseau de distribution. La fonction de réglage de tension développée dans cette thèse, appelée aussi Volt VAR Control (VVC), s'intègre ainsi dans le projet FAR.

Par ailleurs, considérant les ordres de grandeur des flux de puissances transitant sur le réseau de transport, comparés aux ordres de grandeur des puissances transitant dans chaque réseau de distribution, il est possible de négliger l'influence des variations de tension et de puissance réactive entre deux réseaux de distribution alimentés par des postes sources HTB/HTA différents. De plus, aujourd'hui, la plupart des réseaux de distribution sont exploités de manière radiale.

Autrement dit, du point de vue du réglage de tension, chaque réseau de distribution connecté à un poste source HTB/HTA peut être considéré comme indépendant des autres réseaux de distribution. Cette indépendance permet un premier niveau de parallélisation des calculs, en associant à chaque poste source HTB/HTA une fonction VVC, indépendante des autres fonctions VVC.

L'architecture retenue dans le cadre de la thèse est donc un déploiement de calculateurs dédiés, réalisant le pilotage de la tension et de la puissance réactive pour chaque poste source HTB/HTA.

1. voire, par exemple, les solutions informatiques de gestion des réseaux de distribution développées par les principaux équipementiers (ABB, SIEMENS, SCHNEIDER ELECTRIC, ALSTOM GRID ...)

III.3.1.2 Instrumentation des réseaux de distribution et estimateurs d'états

La nature et le volume des données nécessaires au bon fonctionnement d'un pilotage centralisé de la tension dépendent du type d'algorithme et de la méthode de modélisation choisis pour la résolution du problème d'optimisation.

Les données nécessaires au fonctionnement d'un algorithme de réglage de la tension peuvent être des données constantes, telles la topologie du réseau, ou bien des données variables telles que la consommation individuelle des charges et la production des GED. Suivant leur nature, ces données requièrent des infrastructures de communication, de stockage de données et de traitement différentes.

En particulier, la fonction VVC nécessite des données régulièrement mises à jour et mesurées en différents points du réseau. Ces données nécessitent donc l'usage de réseaux de capteurs et de systèmes informatiques appelés *estimateurs d'états*. Ces dispositifs permettent de reconstruire l'état électrique nécessaire du réseau à partir d'un jeu de mesures limité et, éventuellement, de corriger, voire d'inhiber certaines valeurs aberrantes fournies par des capteurs défaillants. Plus le nombre de points de mesures est grand, meilleur est la précision de la fonction VVC. L'idéal est de disposer de toutes les mesures des charges du réseau.

À l'heure actuelle, les réseaux de distribution ne sont pas suffisamment instrumentés et les estimateurs d'états sont encore à l'état de recherche et développement. Il existe cependant aujourd'hui des campagnes de tests d'implantation de compteurs électriques communicant. ERDF prévoit ainsi d'installer 300 000 de ces compteurs en France en 2010 et 2011. Ces compteurs *intelligents*, appelés *Linky*, permettront des relevés automatiques à distance de la consommation en basse tension des clients résidentiels. Ils préfigurent ce que seront les réseaux de distribution des prochaines décennies, à savoir des réseaux instrumentés, observables et pilotables à distance. Des systèmes d'estimateurs d'états compléteront par conséquent les dispositifs de mesures (c.f. paragraphe I.5 traitant des Smart Grids).

Il semble dès lors raisonnable, de prendre pour hypothèse que les réseaux utilisés pour les développements sont instrumentés et que toutes les données nécessaires au bon fonctionnement du réglage de tension sont disponibles, avec une périodicité qui permette un fonctionnement en temps réel. Aujourd'hui, cette hypothèse reste, bien entendu, une hypothèse forte.

III.3.2 Discussion sur les stratégies de modélisation des organes de réglage de la tension

Les études menées au cours de cette thèse font appel à des techniques de simulations et de traitements numériques. Pour mettre en œuvre ces techniques, il est nécessaire de modéliser numériquement le système électrique dans sa globalité, de la production à la consommation, en passant par tous les dispositifs électriques intermédiaires (lignes, câbles, transformateurs ...). Plusieurs stratégies de modélisation sont envisageables, chacune ayant ses avantages et ses inconvénients, mais aussi ses conséquences quant au choix de l'algorithme d'optimisation pour le réglage de la tension.

Les stratégies de modélisation des dispositifs associés aux variables de décision du système, c'est-à-dire, les variables et les modèles représentant les dispositifs utilisés pour contrôler la tension (GED, transformateurs régleurs en charge, bancs de condensateurs ...) sont discutées dans cette section. Le choix de l'algorithme d'optimisation déterministe de réglage de la tension dépend des méthodes utilisées pour modéliser les dispositifs associés aux variables de décision. Une modélisation discrète implique l'utilisation d'algorithmes d'optimisation différents de ceux utilisés avec une modélisation continue des variables de

décision.

Les types de modèles employés pour modéliser le système électrique, les divers dispositifs attenants et les phénomènes électriques associés (répartition des flux de puissance, tensions, courants ...) sont exposés dans le paragraphe III.4.3. Dans les paragraphes suivants, les trois principales stratégies de modélisation existantes sont données : modélisation discrète, modélisation continue et modélisation mixte.

III.3.2.1 Modélisation discrète

La discrétisation des variables de décision est la première stratégie de modélisation envisageable. Elle consiste à associer à chacune des variables de décision un ensemble de définition discret. Le cardinal de cet ensemble peut être fini ou infini suivant la nature contrainte ou non du problème d'optimisation.

La difficulté du processus de discrétisation repose dans le choix judicieux des paramètres de discrétisation, en particulier le pas de discrétisation. Un pas trop faible risque en effet de ralentir la convergence de l'algorithme d'optimisation, voire, pour les méthodes d'optimisation concernées, d'induire un phénomène d'explosion combinatoire : le temps nécessaire pour évaluer toutes les combinaisons possibles est beaucoup trop important. À l'inverse, un pas trop grand peut réduire la précision de l'optimisation : l'optimum trouvé peut alors être très éloigné de l'optimum réel, la précision des résultats n'est pas satisfaisante.

Le processus de discrétisation concerne les variables continues, mais aussi les variables discrètes qui peuvent être rediscrétisées en augmentant le pas de discrétisation, au prix d'une perte d'information et donc, a priori, d'une perte de précision.

Dans le cas du réglage de tension dans les réseaux de distribution, en ne considérant que les GED, les transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs, seule la puissance réactive des GED est une grandeur continue² Les prises des transformateurs régleurs en charge et des bancs de condensateurs sont des grandeurs discrètes. En général, le nombre de prises des transformateurs régleurs en charge du réseau français est de 17. Pour les bancs de condensateurs, ce nombre varie entre 3 et 5. La discrétisation des variables de décision représentant les puissances réactives individuelles de chaque GED est difficile à réaliser. Un pas trop faible, notamment si le nombre de producteurs contrôlés est important, est susceptible de ralentir la convergence de l'algorithme d'optimisation. À l'inverse, un pas de discrétisation trop grand, ne garantit pas une convergence vers une solution réaliste : l'application des consignes calculées amène le système dans un état éloigné de la solution optimale réelle.

III.3.2.2 Modélisation continue

La modélisation continue consiste à linéariser les variables discrètes. L'extrapolation réalisée pour estimer la variation entre les valeurs discrètes des variables est le problème principal posé par ce type de modélisation.

Cette stratégie permet d'utiliser des algorithmes d'optimisation continue. Ces algorithmes font l'objet d'études poussées par la communauté scientifique depuis de nombreuses années. Il en existe de nombreux et leurs champs d'application respectifs sont aujourd'hui

2. Il est important de distinguer ici la nature des variables au niveau des actionneurs (discrète ou continue), de la nature des données communiquées au gestionnaire du réseau de distribution. Aujourd'hui, les mécanismes existant d'échange de données entre les producteurs et le gestionnaire du réseau de distribution, ne permettent pas d'échanger des données continues. L'hypothèse prise dans cette thèse est que l'échantillonnage est ou sera suffisant pour permettre un réglage de tension en temps réel mais non continue (c.f. paragraphe III.3.1.2).

bien connus. Ils sont par ailleurs performants du point de vue de la vitesse de convergence minimale (voir à ce sujet le paragraphe III.3.3.1).

Cependant, la modélisation continue n'est pas adaptée pour les dispositifs fonctionnant de manière discrète, comme par exemple les transformateurs régulateurs en charge ou les bancs de capacité. L'utilisation de tels dispositifs nécessite de mettre en œuvre une stratégie de modélisation mixte.

III.3.2.3 Modélisation mixte

Les stratégies de modélisation mixte consistent à traiter simultanément les variables continues et discrètes. Cette stratégie de modélisation permet l'utilisation d'algorithmes d'optimisation pouvant traiter des variables de natures différentes, soit en traitant séparément les variables continues des variables discrètes.

Les algorithmes de réglage de tension associés aux méthodes de modélisation mixte sont détaillés dans les paragraphes III.3.3.3 et III.3.3.4.

III.3.3 Méthodes de résolution du problème du réglage de tension

Le choix d'une méthode de résolution applicable au problème du réglage de tension dans les réseaux de distribution dépend de nombreux facteurs. Les raisons du choix d'un algorithme de type déterministe ont été données dans le paragraphe II.4.4. Il reste maintenant à sélectionner une méthode pour appliquer cette classe d'algorithmes au problème du réglage de tension défini au chapitre II.

En particulier, dans cette section, l'influence des différentes méthodes de modélisation des actionneurs du réglage de tension sur le choix d'une méthode de résolution du problème du réglage de tension est passée en revue. D'autres méthodes développées parallèlement à la thèse sont aussi présentées. Toutes ces méthodes de résolution possibles intègrent diverses algorithmes déterministes d'optimisation. Ces algorithmes constituent le cœur des méthodes de résolution du problème de réglage de tension.

III.3.3.1 Méthodes d'optimisation continue

En considérant toutes les variables de décision comme étant continues (voir section III.3.2.2), les méthodes *d'optimisation continue* consistent à utiliser des algorithmes d'optimisation opérant avec des variables continues. Ces algorithmes servent à résoudre des problèmes d'optimisation locaux, contraints ou non, de fonctions continues et dérivables sur un intervalle.

Il existe un grand nombre d'algorithmes [39] de ce type. Chacun est adapté à un type particulier de problèmes d'optimisation. Dans le cadre du réglage de tension, seuls sont considérés les algorithmes capables de résoudre des problèmes d'optimisation contraints, non linéaires et multi-variables. Parmi les algorithmes répondant à ces exigences, deux catégories sont intéressantes pour le problème du réglage de tension :

- les méthodes de *programmation quadratique séquentielle*,
- les méthodes du *point intérieur pour la programmation non-linéaire*.

Ces deux méthodes sont aujourd'hui les plus performantes pour résoudre des problèmes d'optimisation continue [39].

Les méthodes *d'optimisation continue* ne peuvent cependant pas s'appliquer directement au problème du réglage de tension, toutes les variables de décision du problème ne pouvant être linéarisées (c.f. paragraphe III.3.2.2).

III.3.3.2 Méthodes d'optimisation discrète

Les méthodes d'*optimisation discrète* permettent de résoudre les problèmes d'optimisation constitués uniquement de variables discrètes. De nombreuses méthodes sont disponibles pour traiter ce type de problèmes. Beaucoup d'entre elles font appel à des méthodes heuristiques qui permettent de contourner le problème de l'explosion combinatoire engendré par la combinaison de tous les états possibles. Parmi ces méthodes, peuvent être citées, par exemple, la méthode de *recherche tabou* et le recuit simulé, ou encore, les méthodes évolutionnaires telles que les algorithmes génétiques. Ces méthodes n'étant pas déterministes, elles ne seront pas abordées ici (c.f. paragraphe II.4.4).

La discrétisation du problème du réglage de tension n'est pas envisagée dans le cadre de ces travaux car elle présente trop de contraintes, comme le temps de calcul et le choix judicieux du pas de discrétisation.

III.3.3.3 Méthodes d'optimisation mixte pseudo continue

Le principe de la méthode d'optimisation mixte pseudo continue est de linéariser les variables de décision discrètes, puis, une fois la solution optimale identifiée, de rediscrétiser les variables précédemment discrètes. Cette stratégie permet d'utiliser des algorithmes d'optimisation continus qui offrent des performances intéressantes, à condition de choisir judicieusement la méthode de rediscrétisation en fonction de la stratégie souhaitée.

Mathématiquement, la rediscrétisation des consignes associées à la solution optimale donne une solution sous-optimale. Dans le cas des systèmes présentant une sensibilité forte de la fonction objectif par rapport aux variables de décision, la solution sous-optimale obtenue après rediscrétisation peut être éloignée de la solution optimale théorique, voire être même moins optimale qu'une autre solution sous-optimale non évaluée.

En pratique, le problème réside dans le traitement des dispositifs à variables discrètes, tels que les bancs de condensateurs et, principalement, les transformateurs régulateurs en charge. Leur influence sur la tension des réseaux de distribution est en effet très importante et un changement de prise peut entraîner une variation de la tension de plusieurs pourcents. Dès lors, si l'algorithme d'optimisation converge vers une solution optimale située entre deux valeurs discrètes, la rediscrétisation vers la valeur supérieure ou inférieure, en ne changeant pas les consignes des variables de décision continues, peut conduire à une solution réelle non satisfaisante du point de vue technique (dépassement de contraintes) ou économique (objectifs dégradés).

Pour palier à ce problème, postérieurement à la rediscrétisation, il est possible de réaliser une seconde optimisation des seules variables continues du système, tout en gardant constantes les grandeurs discrètes. Cette méthode a été testée dans le cadre de cette thèse. Elle permet d'obtenir une solution, mais au prix de plusieurs optimisations successives et d'ajustement des prises des transformateurs régulateurs en charge et bancs de condensateurs. Le gain obtenu, en termes de rapidité de convergence, en utilisant des algorithmes d'optimisation continue est alors perdu en raison de la répétition des optimisations et des ajustements de prises. Pour cette raison les résultats obtenus avec cette méthode ne seront pas présentés dans cette thèse.

III.3.3.4 Méthode d'optimisation mixte découplée

La méthode de l'optimisation mixte découplée consiste à découpler le traitement des variables continues et discrètes. En isolant les variables de décision continues des variables de décision discrètes, il est possible de dresser la liste de tous les états discrets du sys-

tème et, pour chacun de ces états, de réaliser une optimisation continue des variables de décision continues. Cette méthode n'est évidemment pas adaptée aux systèmes composés d'un grand nombre de variables de décision discrètes, puisque se pose alors le problème de l'explosion combinatoire évoqué précédemment. Malgré tout, cette méthode est bien adaptée au problème du réglage de tension dans les réseaux de distribution, car les intervalles de définition des variables de décision discrètes du système peuvent être drastiquement réduits. Cette méthode est détaillée dans le paragraphe III.3.4.

III.3.3.5 Amélioration du réglage coordonné de tension

Parmi les méthodes de résolution utilisant des algorithmes d'optimisation déterministes, existe la méthode du réglage coordonné (D-RCT). Cette méthode, développée par O. Richardot [12], a montré ses avantages mais aussi ses limites (c.f. paragraphe II.4.3.3). Prenant acte de ce fait, dans cette thèse, plusieurs méthodes ont été proposées puis développées pour tenter d'améliorer le fonctionnement du D-RCT, notamment en essayant d'intégrer le transformateur régulateur en charge dans la stratégie de réglage de tension. Trois méthodes sont présentées ci-après.

MLDC et compoundage dynamique La méthode du *compoundage statique*, telle qu'elle est utilisée sur les réseaux français aujourd'hui, consiste à ajuster la prise d'un transformateur régulateur en charge, non plus en fonction de la valeur de la tension au jeu de barres, mais en fonction de la valeur de la tension d'un autre nœud du réseau. Cette tension n'est cependant pas mesurée directement, mais estimée mathématiquement à partir d'une mesure de courant au jeu de barres HTA et d'un facteur, appelé *facteur de compoundage*. Ce facteur est aujourd'hui constant dans le temps et est calculé de façon à tenir compte des évolutions moyennes de la charge du réseau. Cette méthode est aussi connue sous le nom de *Line Drop Compensation* (LDC). Choi et al. [5] ont montré que cette stratégie de compoundage statique n'est plus adaptée dans le cas où des GED sont connectées sur le réseau. La modification des flux de puissances induit une erreur dans l'estimation mathématique de la tension au nœud considéré. À partir de cette constatation, deux stratégies palliatives sont possibles :

- La première, explorée par Choi et al. [5], consiste à mesurer les courants dans chaque départ HTA et non plus seulement au jeu de barres. Un algorithme d'optimisation, utilisant aussi des informations sur la production de chaque GED du réseau calcule la prise optimale du transformateur régulateur en charge. Cette méthode est appelée *Multiple Line Drop Compensation* (MLDC). Elle donne des résultats encourageants, mais ne semble pas avoir été reprise dans d'autres travaux de la littérature scientifique à ce jour.
- La deuxième, plus simple, consiste à adapter dynamiquement le facteur de compoundage en fonction de l'état de la charge et de la production de puissance des GED. Le calcul en temps réel du facteur de compoundage est cependant complexe. Les méthodes de type *essai-erreur* n'offrent pas une réactivité assez grande et risquent de laisser passer des solutions présentant des contraintes de tension. Les méthodes déterministes sont elles délicates à établir du fait de la grande hétérogénéité des configurations réseaux possibles (topologie, état des charges et des GED), tandis que les méthodes heuristiques de type apprentissage statistique (en anglais *data mining*) et réseaux neuronaux, requièrent des processus préliminaires d'apprentissage complexes à mettre en œuvre et basés sur des évaluations déterministes non disponibles [9].

Par conséquent, bien qu'intéressantes du point de vue théorique, les méthodes de MLDC et de compoundage dynamique ont été étudiées, mais elles n'ont pas été appliquées au D-RCT. Deux autres méthodes, plus simples à développer, leur ont été préférées.

Régulation sur le nœud le plus contraint [38] Les travaux menés avec le D-RCT, sans prise en compte des transformateurs régleurs en charge, ont montré que le D-RCT peut se trouver en défaut dans certains cas bien identifiés. Ainsi, lorsque le réseau de distribution considéré est constitué de départs longs (plusieurs dizaines de kilomètres), certains nœuds peuvent se retrouver en sous-tension, sans que cette contrainte ne soit détectée par l'algorithme ou l'automate de contrôle du régleur en charge. Ce phénomène est illustré sur la figure III.1.

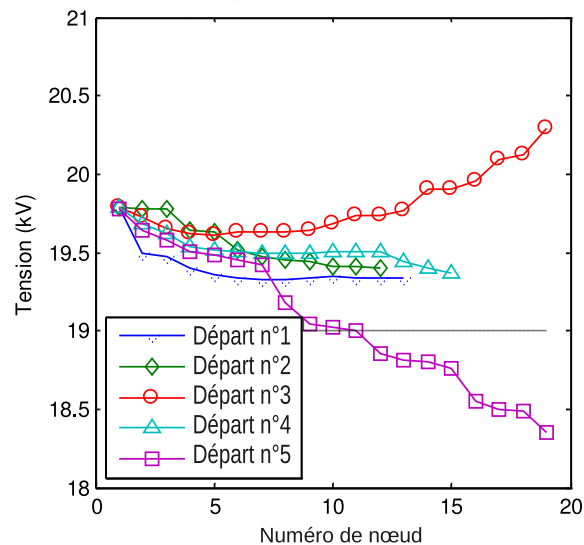


FIGURE III.1 – Plan de tension obtenu avec le D-RCT seul. Une partie du départ numéro 5 est en sous-tension (tension inférieure à 19 kV, soit 0.95 p.u.) sans que ni l'algorithme ni l'automate de contrôle du régleur en charge ne parviennent à relever la tension. Les hypothèses de simulation (réseau, scénarios, etc) sont données en annexe A.1.1 et peuvent être aussi consultées en se reportant aux travaux de Monica Biserica [38].

Pour tenter de résoudre ce problème, une première méthode simple a été mise en place. Considérant, à cette étape du développement d'une solution au problème du réglage de la tension, que le réseau n'est pas complètement instrumenté³ et que, par conséquent, l'automate du transformateur régleur en charge ne peut avoir qu'une vision limitée de la tension du réseau, l'idée est alors de donner comme référence à l'automate, le nœud où la tension est la plus contrainte la majorité du temps. Dans le cas du réseau utilisé pour les tests, ce nœud est situé à l'extrémité du départ le plus long.

Il est à noter qu'avec cette stratégie, le régleur en charge n'est toujours pas intégré directement dans l'algorithme d'optimisation du D-RCT.

La tension de consigne est choisie de manière à minimiser les pertes Joule dans les lignes et supprimer les contraintes de tension basses, mais aussi, et ce de façon antagoniste, de manière à éviter que les autres départs ne se retrouvent en surtension. Le choix de la tension de consigne se fait donc par essais et erreurs successifs.

Les résultats obtenus et présentés sur la figure III.2, montrent que cette stratégie permet de rétablir le plan de tension entre les limites réglementaires. Néanmoins, l'action coercitive

3. il s'agit là d'une des hypothèses de base choisie dans le cadre du D-RCT par O. Richardot [12]

du régleur en charge oblige les GED à absorber beaucoup de puissance réactive afin d'éviter les surtensions sur leur départ respectif. Certaines d'entre elles vont alors se retrouver en butée de puissance réactive. Elles ne peuvent donc plus assurer leur fonction de régulation de tension. Le D-RCT n'est plus en fonctionnement normal : les consignes de tension aux nœuds pilotes ne sont plus suivies. En conséquences, les transits de puissance réactive et les pertes Joule augmentent de manière significative.

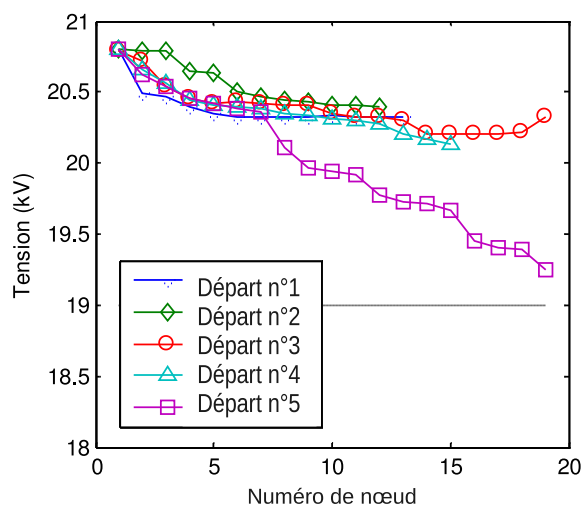


FIGURE III.2 – Plan de tension obtenu avec le D-RCT et régulation sur le nœud le plus contraint. Le départ numéro 5, précédemment en sous-tension, est maintenant maintenu entre les limites autorisées. Les hypothèses de simulation (réseau, scénarios, etc) sont données en annexe A.1.1 et peuvent être aussi consultées en se reportant aux travaux de Monica Biserica [38].

Cette première stratégie de prise en compte du transformateur régleur en charge avec le D-RCT n'est donc pas suffisamment satisfaisante car un antagonisme apparaît entre l'optimisation et le fonctionnement du transformateur régleur en charge. Considérant ceci, l'intégration du transformateur régleur en charge dans l'algorithme d'optimisation du D-RCT est une méthode qui semble plus prometteuse.

Prise en compte du transformateur régleur en charge dans la fonction objectif du D-RCT [38] Dans cette seconde stratégie, en vue d'améliorer le D-RCT, le transformateur régleur en charge est directement intégré dans l'algorithme d'optimisation du D-RCT. Cependant, celui-ci ne gérant pas les variables discrètes et les actionneurs autres que les GED, il a été choisi de considérer le transformateur régleur en charge comme une GED. Cette modélisation particulière permet une prise en compte plus efficace du transformateur régleur en charge. La puissance active et la puissance réactive équivalentes considérées sont la puissance active et la puissance réactive transitant dans le transformateur. Les flux de puissance transitant dans le transformateur en provenance ou à destination du réseau de transport sont ainsi bien modélisés. La consigne de tension du transformateur régleur en charge est la tension calculée par l'algorithme d'optimisation. L'automate du régleur en charge effectue les changements de prise nécessaires.

Cette stratégie donne à première vue des résultats intéressants. L'observation de la figure III.3 montre, par exemple, qu'en réponse à une variation rapide de la charge du réseau (échelon) le plan de tension est maintenu dans les limites admissibles. En particulier, il n'y a plus ni départ en sous-tension, ni départ en surtension, comme c'est le cas sans réglage de tension (figure III.4). Cependant, même si la méthode proposée permet une amélioration

significative, les limitations inhérentes au D-RCT sont toujours présentes : non optimisation des pertes Joule au sens mathématique du terme, seules les tensions aux nœuds pilotes et aux bornes des GED sont surveillées, sensibilité aux coefficients de pondération, etc.

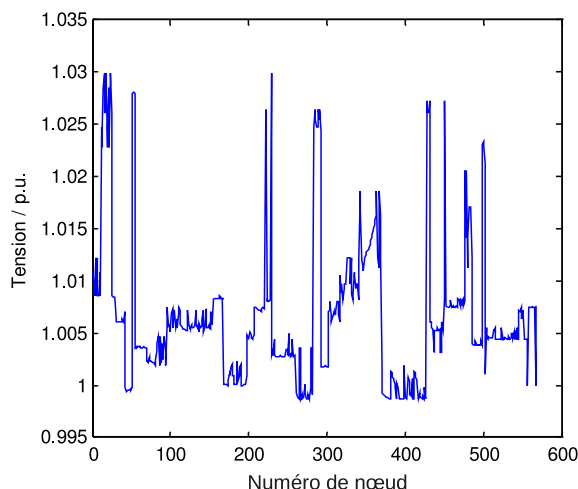


FIGURE III.3 – Prise en compte du transformateur régleur en charge dans la fonction objectif du D-RCT : réponse du D-RCT suite à un échelon de charge, le plan de tension est compris entre les limites réglementaires. Les hypothèses de simulation (réseau, scénarios, etc) sont données en annexe A.1.2 et peuvent être aussi consultées en se reportant aux travaux de Monica Biserica [38].

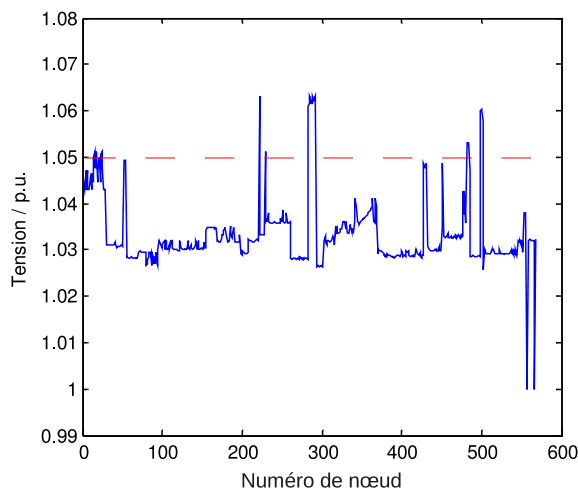


FIGURE III.4 – Absence de réglage de tension : plan de tension suite à un échelon de charge, des surtensions apparaissent. Les hypothèses de simulation (réseau, scénarios, etc) sont données en annexe A.1.2 et peuvent être aussi consultées en se reportant aux travaux de Monica Biserica [38].

En conséquence, comme il a déjà été mentionné au paragraphe II.4.3.3, les méthodes permettant d'améliorer le D-RCT ne seront pas plus explorées dans cette thèse. À ce niveau, d'autres pistes sont privilégiées.

III.3.4 Sélection de la modélisation et de la méthode d'optimisation

Le choix de la modélisation des organes de réglage de la tension, comme explicité précédemment (paragraphe III.3.2 et associés), influe sur le choix de la méthode d'optimisation

et donc sur les résultats attendus. Le choix d'une stratégie se fait donc en tenant compte des exigences citées aux paragraphes II.4.1 et II.4.4, qui sont, pour résumer :

- maintien de la tension dans les limites admissibles,
- minimisation des pertes sur le réseau et éventuellement maintien d'une consigne de puissance réactive au poste source,
- régulation centralisée (par opposition à l'approche locale),
- prise en compte d'actionneurs hétérogènes,
- fonctionnement en temps réel (par opposition au fonctionnement de type *veille pour le lendemain*, dit $J - 1$),
- utilisation d'algorithmes déterministes d'optimisation.

Plusieurs stratégies ont été développées et testées. Des différents prototypes mis en œuvre, il ressort que, dans le cadre des hypothèses de travail citées au paragraphe III.3.1 et des objectifs rappelés ci-avant, la meilleure stratégie de modélisation est la *modélisation mixte*. Seule cette stratégie permet en effet de traiter rapidement et précisément les actionneurs à variables continues et ceux à variables discrètes.

À partir de cette stratégie de modélisation, découlent deux possibilités quant au choix de la méthode de résolution du problème du réglage de tension : l'optimisation mixte pseudo continue et l'optimisation mixte découplée.

L'optimisation mixte pseudo continue, comme explicitée dans le paragraphe III.3.3.3, permet d'obtenir une solution satisfaisante mais nécessite pour chaque résolution du problème du réglage de tension une répétition des optimisations et de nombreux ajustements de prises des transformateurs régleurs en charge. Le gain obtenu en termes de rapidité de convergence, du fait de l'utilisation des algorithmes d'optimisation continue, est alors perdu. Cette méthode n'est donc pas appropriée en raison de sa mise en œuvre trop lourde ; le fonctionnement en temps réel du réglage de tension avec cette méthode semble dès lors non envisageable, en particulier si le nombre de transformateurs est important.

À l'inverse, la seconde méthode de résolution, l'optimisation mixte découplée, offre l'avantage de ne réaliser des optimisations numériques qu'avec des variables réellement continues. La solution optimale calculée ne nécessite donc pas d'ajustements des variables discrètes. Pour chaque lancement de l'algorithme de réglage de la tension, le nombre de cas à évaluer, correspondant au nombre de fois pour lesquelles l'algorithme d'optimisation continue s'exécute, dépend du nombre d'actionneurs discrets du réseau considéré. L'algorithme peut alors être confronté à des problèmes d'explosion combinatoire si le nombre de combinaisons est important. Cette difficulté peut cependant être contournée en réduisant l'intervalle de définition des variables discrètes, voire en traitant les réseaux indépendamment. Les hypothèses permettant cette réduction combinatoire sont exposées dans le paragraphe III.4.1.1. Au final, associées à des techniques mathématiques et informatiques particulières présentées dans le paragraphe III.5.5.2, ces hypothèses permettent d'envisager l'utilisation de la méthode d'optimisation mixte découplée en temps réel.

Ces deux atouts, traitement approprié des variables discrètes et exécution possible de l'algorithme en temps réel, font pencher vers le choix de l'optimisation mixte découplée comme méthode de résolution du problème du réglage de tension. Le paragraphe III.4 décrit en détails le fonctionnement de l'algorithme.

III.4 Algorithme développé : Optimisation Mixte Découplée

III.4.1 Principe de l'optimisation mixte découplée

III.4.1.1 Description générale de l'algorithme

Le principe de l'algorithme d'*Optimisation Mixte Découplée*, ou *OMD* est, comme explicité ci-avant, de traiter séparément les variables continues et les variables discrètes.

Dans un premier temps, à partir des variables discrètes, est dressée une liste de tous les états discrets possibles du système. Les variables discrètes considérées ici sont les prises des transformateurs régleurs en charge et les gradins des bancs de condensateurs. Une matrice, appelée *matrice d'état*, permet d'avoir une représentation mathématique de l'ensemble des états possibles, c'est-à-dire de l'ensemble des combinaisons possibles de toutes les valeurs des variables discrètes. La matrice d'état peut être vue comme la *table de vérité* du système électrique considéré. Chaque ligne représente un état possible du système et chaque colonne représente l'ensemble des états possibles de chaque variable discrète. La construction de la matrice est détaillée dans le paragraphe III.4.1.3. Le nombre de colonnes est donc égal au nombre d'actionneurs discrets du système et le nombre de lignes correspond au nombre d'états discrets possibles du système. Ce nombre d'états possibles dépend directement de la nature et du nombre d'actionneurs discrets. Ce nombre peut être très important. Par exemple, en considérant pour un réseau de distribution français 4 transformateurs demi-rame et 1 banc de condensateurs, à raison de 17 prises par transformateurs et 3 gradins pour le banc de condensateurs, le nombre d'états possibles est égal à : $17^4 \cdot 3 = 250\ 563$. Sachant que le traitement postérieur de chaque cas demande un temps d'un ordre de grandeur de la seconde, 250 563 cas à traiter nécessitent, au minimum, 70 heures de calculs. Il est donc nécessaire de réduire cette explosion combinatoire.

La première hypothèse permettant de diminuer de manière significative le nombre de cas à évaluer, consiste à traiter séparément les réseaux de distribution connectés au poste de transformation HTB/HTA. En effet dans la plupart des cas, les réseaux de distribution sont des réseaux radiaux où plusieurs transformateurs demi-rame alimentent indépendamment les uns des autres, plusieurs départs (c.f. paragraphe I.3.2). Or, du point de vue de la distribution, le réseau de transport alimentant les postes HTB/HTA peut être vu comme un réseau *tampon* capable d'absorber indifféremment toutes les variations de puissances engendrées par le réseau de distribution. Autrement dit, une variation de tension apparaissant sur un départ connecté à un transformateur demi-rame, a une influence négligeable sur la tension des départs connectés aux autres transformateurs demi-rame du poste source. Ce fait est illustré sur la figure III.5 : un changement de prise, donc une variation de tension sur le transformateur numéro 2, ne change pas la tension sur le transformateur demi-rame numéro 1, pourtant situé dans le même poste source. Cette hypothèse permet de ne considérer pour le réglage de tension, dans le cas des réseaux radiaux, qu'un seul transformateur demi-rame. Le réglage de tension est réalisé sur chaque partie de réseau de distribution connecté à un transformateur demi-rame, indépendamment des autres transformateurs et parties de réseaux de distribution associées. C'est un réglage de tension par *poches*, chaque poche étant constituée des départs sous le jeu de barres connecté au secondaire du transformateur demi-rame considéré.

La seconde hypothèse permettant une diminution remarquable du nombre de cas à traiter repose sur la constatation qu'à un instant donné, les transformateurs régleurs en charge ne peuvent changer que d'une prise à la fois dans leur usage en temps réel. Le dispositif mécanique assurant le passage d'une prise à une autre, nécessite en effet plusieurs secondes pour se réarmer avant de pouvoir changer à nouveau de prise. Dans les réseaux de distribu-

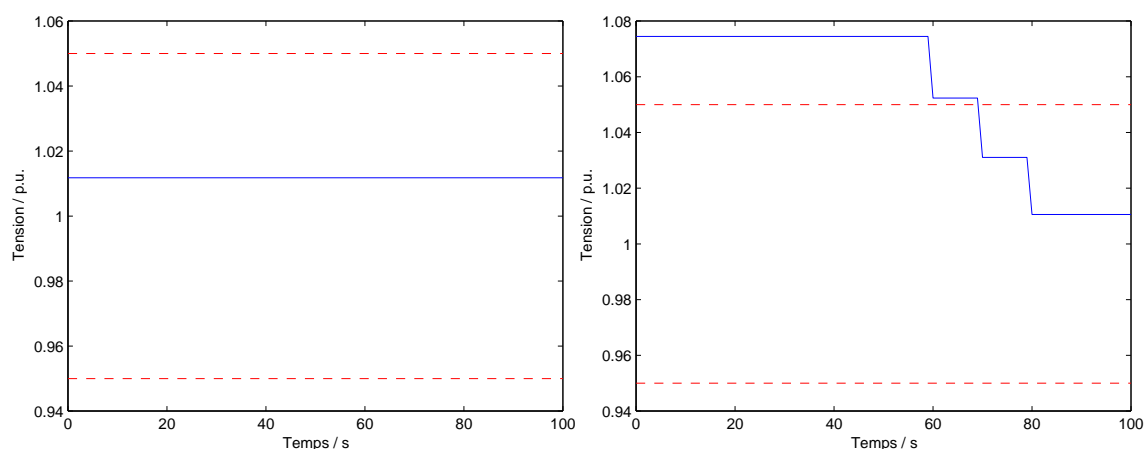


FIGURE III.5 – Influence du changement de prise d'un transformateur régleur en charge sur la tension d'un second transformateur situé au même poste source : évolution des tensions mesurées au jeu de barres HTA. Le réseau HTA est opéré radialement, les transformateurs ne sont pas couplés. Le graphique de gauche est le transformateur numéro 1.

tion français, la constante de temps imposée pour tenir compte du temps de réarmement du mécanisme (ressort) est de 10 secondes. Il est donc inutile, dans la construction de la matrice d'état, de considérer plus de 3 prises pour les transformateurs régleurs en charge. Seules seront prises en compte, la prise supérieure, la prise en cours et la prise inférieure. Elles sont notées respectivement dans la matrice d'état, +1, 0 et -1. Le même principe de réduction est adopté pour les bancs de condensateurs si le nombre total de gradins excèdent 3.

Avec ces deux hypothèses, l'exemple cité précédemment se résume maintenant à $3^1 \cdot 3 = 9$ cas. Cette valeur est plus compatible avec un fonctionnement temps réel. En pratique, il peut être envisagé, soit de disposer dans les postes HTB/HTA des calculateurs dédiés pour chaque transformateur assurant le réglage de la tension pour le réseau de distribution associé, soit, plus probablement, d'utiliser un ou plusieurs calculateurs dans les centres de conduites assurant en parallèle le réglage de la tension pour chacun des réseaux de distributions considérés.

La deuxième étape de l'OMD consiste à réaliser une optimisation continue pour chacun des états listés dans la matrice d'état. L'optimisation concerne maintenant les variables continues du réseau, c'est-à-dire la puissance réactive produite ou consommée par chacune des GED. Cette optimisation numérique continue suppose d'adopter un modèle numérique du réseau de distribution. Le choix de ce modèle est discuté au paragraphe III.4.3. Le choix des modalités de l'optimisation, variables de décision, fonction objectif et contraintes, est détaillé dans les paragraphes III.4.5.1 à III.4.5.3. Enfin, la présentation des algorithmes d'optimisation numérique continue sélectionnés est donnée dans le paragraphe suivant III.4.2.

Le résultat de l'optimisation est une valeur minimisant la fonction objectif choisie, par exemple les pertes Joule. Un ensemble de minima pour chaque cas discret du système est ainsi obtenu. La valeur minorante est repérée et le cas discret associé est sélectionné. Chaque valeur des variables de décision associées au cas optimal est envoyée aux actionneurs continus et discrets respectifs.

L'optimisation est bien entendu un processus se basant sur une mesure dynamique des caractéristiques des actionneurs (puissance, prise en cours ...), sur une connaissance statique du système (topologie, charge ...) et sur les résultats de l'estimation d'états.

Une fois les consignes envoyées aux différents actionneurs, un nouveau cycle de l'algorithme démarre.

Les paragraphes III.4.1.2 et III.4.1.3 détaillent les deux étapes de construction des matrices du réseau et de la matrice d'état.

III.4.1.2 Construction des matrices du réseau

Les données de réseaux étant initialement stockées dans des fichiers ASCII, il est nécessaire de les convertir sous forme de matrices utilisables par l'algorithme OMD. Deux matrices sont ainsi créées : les matrices *Bus* et *Lines*. Chacune est construite suivant le même schéma, chaque ligne des matrices représentant respectivement un nœud et une ligne du réseau et chaque colonne représentant une propriété électrique ou topologique.

Pour les nœuds, la matrice *Bus* possède, colonne par colonne, la structure suivante :

1. Numéro du nœud
2. Module de la tension (p.u.)
3. Déphasage de la tension (degré)
4. Puissance active générée (p.u.), pour un nœud générateur (PV)
5. Puissance réactive générée (p.u.), pour un nœud générateur (PV)
6. Puissance active consommée (p.u.), pour un nœud consommateur (PQ)
7. Puissance réactive consommée (p.u.), pour un nœud consommateur (PQ)
8. Conductance shunt (p.u.)
9. Susceptance shunt (p.u.)
10. Index du type de nœud : 1,2 ou 3 pour respectivement un nœud bilan, un nœud PV ou un nœud PQ
11. Puissance réactive maximale (p.u.), pour un nœud générateur (PV)
12. Puissance réactive minimale (p.u.), pour un nœud générateur (PV)
13. Tension nominale (kV)
14. Tension maximale (p.u.)
15. Tension minimale (p.u.)

Pour les lignes, la matrice *Lines* possède, colonne par colonne, la structure suivante :

1. Numéro du nœud initial
2. Numéro du nœud final
3. Résistance (p.u.)
4. Susceptance (p.u.)
5. Prise initiale (p.u.), pour les transformateurs
6. Déphasage unitaire de chaque prise (degré), pour les transformateurs
7. Prise haute (p.u.), pour les transformateurs
8. Prise basse (p.u.), pour les transformateurs
9. Variation de tension unitaire (p.u.), pour les transformateurs
10. Courant maximal (A)
11. Tension nominale (kV)

À partir des matrices *Bus* et *Lines*, deux autres matrices sont créées : la matrice d'adjacence et la matrice Y_{bus} .

La matrice d'adjacence est une matrice qui permet de représenter de façon matricielle la topologie du réseau. C'est une matrice carrée dont le nombre de colonnes et de lignes est égal au nombre de nœuds du réseau. Lorsque deux nœuds sont reliés électriquement, à l'intersection des lignes et colonnes correspondantes est placée la valeur 1. Ailleurs, c'est la valeur 0 qui est placée, y compris sur la diagonale de la matrice (un nœud n'étant pas considéré comme étant connecté à lui-même). La matrice est donc symétrique. Elle est utilisée dans une méthode de réduction du réseau explicité dans le paragraphe III.5.5.1, en permettant de repérer les nœuds passifs, c'est-à-dire sans charge et sans production, donc reliant simplement deux lignes.

La matrice Y_{bus} est construite de manière similaire. La valeur 1 est remplacée par la valeur de l'admittance de la ligne reliant chacun des deux nœuds considérés. La matrice Y_{bus} représente l'admittance nodale du réseau. Elle permet de mener les calculs de répartition de charges (c.f. les paragraphes III.4.3.2 et III.4.4.3). C'est aussi une matrice symétrique et creuse. Ces deux propriétés permettent d'utiliser des méthodes pour accélérer sensiblement la vitesse de calcul (c.f. paragraphe III.5.5.1).

III.4.1.3 Construction de la matrice d'état du réseau

La matrice d'état du réseau considéré est une matrice qui permet de lister toutes les combinaisons d'états discrets que peuvent prendre l'ensemble des variables de décision discrètes du réseau. Chaque colonne représente une variable de décision et chaque ligne une combinaison possible de l'ensemble des variables de décision discrètes. Pour chacun de ces états, une optimisation numérique continue est réalisée avec pour variables de décision les variables continues considérées (par exemple la puissance réactive des GED).

Afin d'être certain que la totalité des combinaisons possibles soit listée dans la matrice d'état, celle-ci est construite de manière analogue à la construction des *tables de vérité* utilisées dans l'algèbre de Boole. Le principe général est de lister de manière ordonnée toutes les combinaisons possibles.

Considérant, par exemple, 3 variables de décision x_1 , x_2 et x_3 dont les ensembles de définition sont respectivement $\{-1, 0, 1\}$, $\{0, 1\}$ et $\{0, 1\}$, le nombre de combinaisons s'élève alors à $2 * 2 * 3 = 12$, c'est-à-dire le produit de chacun des cardinaux des ensembles de définition. La construction de la matrice commence par la dernière colonne, où sont placées successivement et dans l'ordre toutes les valeurs possibles de la première variable considérée, jusqu'à ce que le nombre de lignes soit égale au nombre de combinaisons totales. Dans la colonne suivante, toutes les valeurs possibles de la seconde variable considérée sont listées dans l'ordre. L'alternance est par contre effective lorsque la première variable a effectué un cycle complet de toutes ses valeurs possibles. Ainsi, dans l'exemple considéré, si la première variable est la variable x_1 , dans la deuxième colonne l'alternance des valeurs de la seconde variable aura lieu toutes les 3 lignes, 3 étant le cardinal de l'ensemble de définition de x_1 . L'opération est répétée pour la troisième variable et les variables suivantes si nécessaire.

Au final, la matrice d'état de l'exemple considéré sera :

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (\text{III.2})$$

III.4.1.4 Cœur de l'algorithme

Une fois les matrices du réseau et la matrice d'état construite, l'étape suivante est la lecture de la matrice d'état et l'optimisation continue. Pour chaque ligne de la matrice d'état, c'est-à-dire, pour chaque combinaison des variables discrètes une optimisation numérique continue est réalisée. Ce sont les consignes de puissance réactive des GED qui sont optimisées. Une fois l'ensemble des résultats des optimisations obtenu, le cas optimal est sélectionné, c'est-à-dire le cas pour lequel la fonction objectif est minimale. Les consignes associées à ce cas optimal sont ensuite envoyées aux différents actionneurs du réglage de tension.

III.4.1.5 Schéma synoptique de l'OMD

Le schéma de la figure III.6 résume le fonctionnement de l'algorithme OMD. Le fonctionnement détaillé est présenté en annexe A.3

III.4.2 Méthodes d'optimisation numérique continue

Il existe, dans la littérature, de nombreux algorithmes capables de résoudre un problème d'optimisation continue contraint. Cependant, à l'heure actuelle, un consensus s'est établi autour de deux algorithmes particulièrement performants pour traiter ce type de problème [39]. Ces algorithmes sont la *programmation séquentielle quadratique* et la *méthode du point intérieur*.

III.4.2.1 Programmation séquentielle quadratique

Considérant le problème d'Optimisation Non Linéaire (ONL) suivant :

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x), \quad (\text{III.3})$$

avec

$$\begin{aligned} h(x) &= 0 \\ g(x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

où :

$f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ la fonction objectif,

$h : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ la fonction décrivant les contraintes d'égalité,

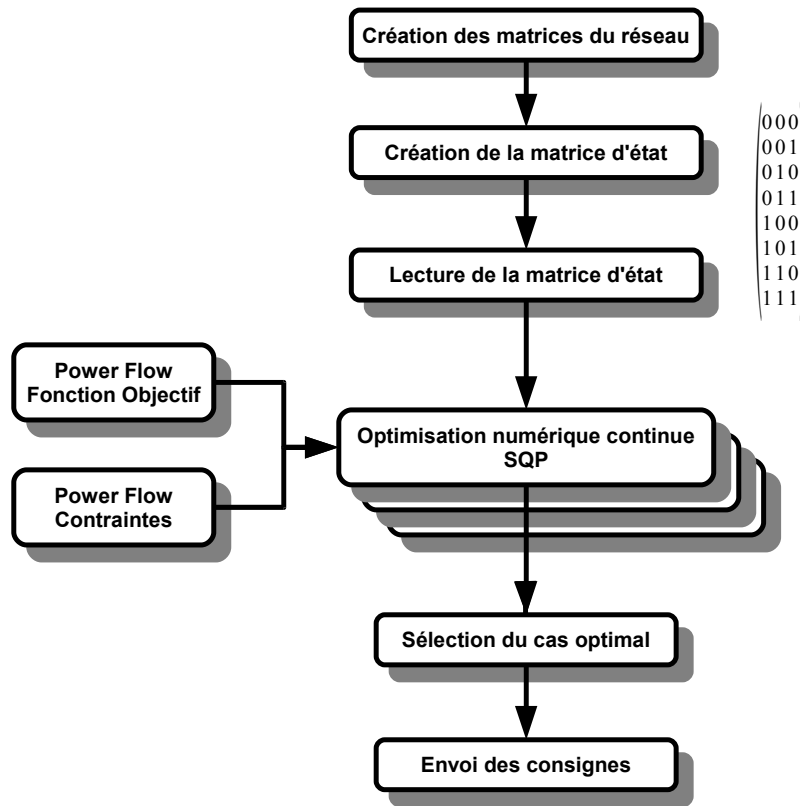


FIGURE III.6 – Schéma synoptique de l'algorithme OMD : le fonctionnement détaillé de l'algorithme est présenté en annexe A.3.

$g : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^p$ la fonction décrivant les contraintes d'inégalité,

Le principe de la Programmation Séquentielle Quadratique (SQP) est de chercher à résoudre ce problème d'optimisation non linéaire en définissant puis résolvant de manière itérative un sous-problème de Programmation Quadratique (QP). Pour une itération k donnée correspondant à un vecteur x_k , $k \in \mathbb{N}^*$, la résolution du sous-problème QP donne une nouvelle solution qui permet de construire un nouveau vecteur x_{k+1} et de mener une nouvelle itération. Le processus est répété de telle manière que la séquence $(x_k)_{k \in \mathbb{N}^*}$ converge vers un minimum local x^* de la fonction objectif quand $k \rightarrow \infty$. En pratique, le processus est interrompu lorsque la différence entre les vecteurs x_{k+1} et x_k est inférieure en valeur absolue à un paramètre ε spécifié ($\varepsilon > 0$) : c'est la condition de convergence.

La fonction $\mathcal{L} : \mathbb{R}^{n \times m \times p} \rightarrow \mathbb{R}$ telle que :

$$\mathcal{L}(x, \lambda, \mu) = f(x) + \lambda^T h(x) + \mu^T g(x) \quad (\text{III.5})$$

est appelée *Lagrangien* du problème d'ONL (III.3) et (III.4). Les vecteurs $\lambda \in \mathbb{R}^m$ et $\mu \in \mathbb{R}^{+p}$ sont dénomés *multiplicateurs lagrangien*.

Pour une fonction $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, est appelé *gradient de f en $x \in \mathbb{R}^n$* , l'opérateur $\nabla f(x)$ tel que :

$$\nabla f(x) = \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_1}, \frac{\partial f(x)}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} \right)^T.$$

De même, est appelé *matrice hessienne de f en $x \in \mathbb{R}^n$* , l'opérateur $Hf(x)$, matrice des dérivées secondes partielles, tel que :

$$(Hf(x))_{ij} = \frac{\partial^2 f(x)}{\partial x_i \partial x_j}.$$

$\begin{matrix} 1 \leq i \\ j \leq n \end{matrix}$

Enfin, pour les fonctions de type $h : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, le symbole ∇ est appelé *Jacobien de h* , tel que :

$$\nabla h(x) = (\nabla h_1(x), \nabla h_2(x), \dots, \nabla h_m(x)). \quad (\text{III.6})$$

La construction des sous-problèmes QP est effectuée de façon à ce que chacun de ces sous-problèmes reflète les propriétés locales du problème d'ONL, en regard du vecteur x_k de l'itération en cours. Par conséquent, l'idée est de remplacer :

- la fonction objectif f par son approximation quadratique locale

$$f(x) \approx f(x_k) + \nabla f(x_k)(x - x_k) + \frac{1}{2}(x - x_k)^T Hf(x_k)(x - x_k),$$

- les fonctions contraintes h et g par leur approximation affine locale

$$\begin{aligned} h(x) &\approx h(x_k) + \nabla h(x_k)(x - x_k), \\ g(x) &\approx g(x_k) + \nabla g(x_k)(x - x_k). \end{aligned}$$

En définissant

$$\begin{aligned} d(x) &= x - x_k, \\ B_k &= Hf(x_k). \end{aligned}$$

le sous-problème QP peut alors s'écrire sous la forme suivante :

$$\min_{d(x) \in \mathbb{R}^n} \nabla f(x_k)^T d(x) + \frac{1}{2} d(x)^T B_k d(x) \quad (\text{III.7})$$

avec

$$\begin{aligned} h(x_k) + \nabla h(x_k)^T d(x) &= 0, \\ g(x_k) + \nabla g(x_k)^T d(x) &\leq 0. \end{aligned} \quad (\text{III.8})$$

Pour chaque itération, le processus d'optimisation SQP comporte trois étapes :

- La première étape consiste à calculer le vecteur B_k , désignant l'approximation de la matrice hessienne du Lagrangien de f . Cette étape est réalisée en utilisant la méthode quasi-Newton BFGS⁴. Pour résumer, la matrice hessienne du Lagrangien de f est estimée en analysant les différents gradients successifs de f ⁵.
- La deuxième étape est la résolution du sous-problème QP (III.7). Pour y parvenir, plusieurs méthodes existent. Celle utilisée ici se nomme en anglais *Active Set* (ou ensemble actif, ou encore méthode de projection). Elle est constituée de deux phases consécutives : tout d'abord le calcul d'un premier point admissible (s'il existe), puis la génération d'une séquence itérative de points admissibles qui converge vers la solution. Dans cette méthode, on crée un ensemble actif A_k contenant l'ensemble des contraintes actives au point solution. Cet ensemble A_k est mis à jour à chaque itération k et permet de calculer une direction de recherche, c'est-à-dire de cerner un sous-ensemble d'inégalités à regarder pour trouver la solution, permettant ainsi de diminuer la complexité de la recherche.

4. BFGS : Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno

5. Pour plus de détails sur les méthodes quasi-Newton, le lecteur pourra se reporter au chapitre III du livre de J. Nocedal : *Numerical Optimization* [39].

- La dernière étape consiste à trouver la valeur d'un paramètre α_k , tel que celui-ci permette une décroissance suffisante d'une fonction dite de mérite. La résolution du sous-problème QP à l'issue de la deuxième étape donne un vecteur d_k utilisé pour former un nouveau vecteur x_{k+1} tel que :

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k d_k. \quad (\text{III.9})$$

Pour un problème d'optimisation avec contraintes, une fonction $\Phi : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ est une fonction exacte du problème si chaque minimum local x^* du problème est aussi un minimum local de la fonction Φ , sans contrainte. Cette fonction permet de mesurer le progrès de l'algorithme d'optimisation. Une forme possible de la fonction est :

$$\Phi(x, \mu) = f(x) + \mu \|c(x)\|, \quad (\text{III.10})$$

où l'opérateur $\|\cdot\|$ désigne une norme quelconque et μ est appelé *paramètre de pénalité* et tel que $\mu > 0$.

Le pas $\alpha_k d_k$ sera accepté si la condition suivante est vérifiée :

$$\Phi(x_k + \alpha_k d_k, \mu_k) \leq \Phi(x_k, \mu_k) + \eta \alpha_k D(\Phi(x_k, \mu), d_k), \quad \eta \in (0, 1), \quad (\text{III.11})$$

où $D(\Phi(x_k, \mu), d_k)$ est la dérivée directionnelle de Φ dans la direction d_k . La condition (III.11) est vérifiée pour un paramètre de pénalité μ choisi suffisamment grand [39].

À l'issue de ces trois étapes, le processus itératif est bouclé, jusqu'à ce que la condition de convergence soit vérifiée.

La méthode de programmation séquentielle quadratique est disponible dans la librairie de fonctions d'optimisation de l'environnement MATLAB.

III.4.2.2 Méthodes du point intérieur

Les méthodes du *point intérieur* sont historiquement les dernières méthodes d'optimisation numérique développées. Elles sont aujourd'hui considérées, avec les méthodes SQP à ensemble actif, comme étant les plus performantes pour les problèmes d'optimisation non linéaire de grande taille [39].

Deux classes d'algorithmes permettent de mettre en œuvre efficacement les méthodes du point intérieur. La première classe se base notamment sur les méthodes de recherche linéaire et d'algèbre linéaire (c'est-à-dire la factorisation matricielle). La seconde classe d'algorithmes utilise des modèles quadratiques et les méthodes de régions de confiance. Ces deux approches coïncident asymptotiquement, mais peuvent donner des résultats intermédiaires différents.

Les méthodes du point intérieur sont des méthodes complexes, dont la description sort du cadre de cette thèse. Elles sont, elles aussi, disponibles dans la librairie de fonctions d'optimisation de l'environnement MATLAB. Le lecteur intéressé pourra se reporter à la littérature spécialisée [39].

III.4.3 Modèle numérique de réseau

Afin de mettre en œuvre la méthode de l'optimisation mixte découplée, il est nécessaire de disposer d'une représentation mathématique des réseaux électriques permettant, à la fois d'exprimer de façon formelle la fonction objectif, mais aussi de simuler le fonctionnement des réseaux électriques grâce à des outils informatiques. Pour des raisons de simplicité mais

aussi de sécurité, les phases de développement et de tests des algorithmes de réglage de la tension ne peuvent être effectuées qu'en utilisant des outils de simulations numériques. Il est en effet dangereux et coûteux de mettre en place des dispositifs de contrôle de la tension en grandeur nature dans des réseaux de distribution. La phase de tests en situation réelle ne sera envisagée qu'en tout dernier lieu.

Il est donc important de disposer d'un modèle mathématique des réseaux électriques qui soit bien adapté à la problématique du réglage de tension définie dans le cadre de cette thèse. Le facteur important, qui va le plus influencer le choix du modèle, est l'ordre de grandeur de la durée des phénomènes électriques considérés. Pour le réglage de tension, il est ainsi inutile de prendre en compte les phénomènes transitoires de durée courte, tels que, par exemple, les amortissements d'oscillations en fréquence, tension et courant. Du point de vue du réglage de tension, le réseau électrique peut être vu au cours du temps, comme passant d'un état électrique stationnaire à un autre en un temps instantané.

Le réglage de tension est considéré dans la thèse comme un réglage d'optimisation du fonctionnement du réseau sur une échelle de temps longue et non comme un réglage correctif instantané, comme l'est par exemple le réglage primaire des alternateurs des centrales électriques.

III.4.3.1 Modélisation des lignes

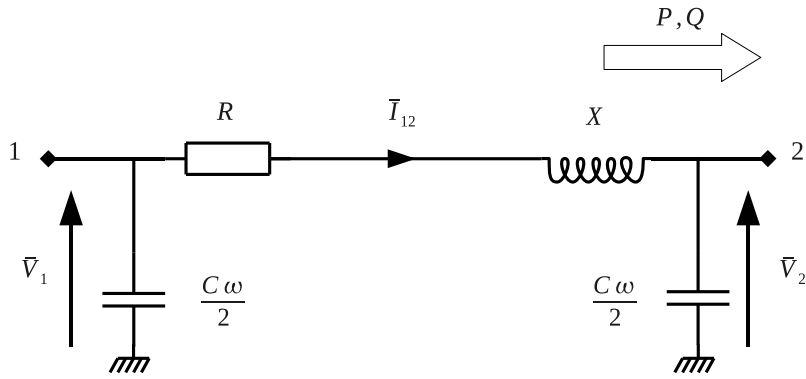
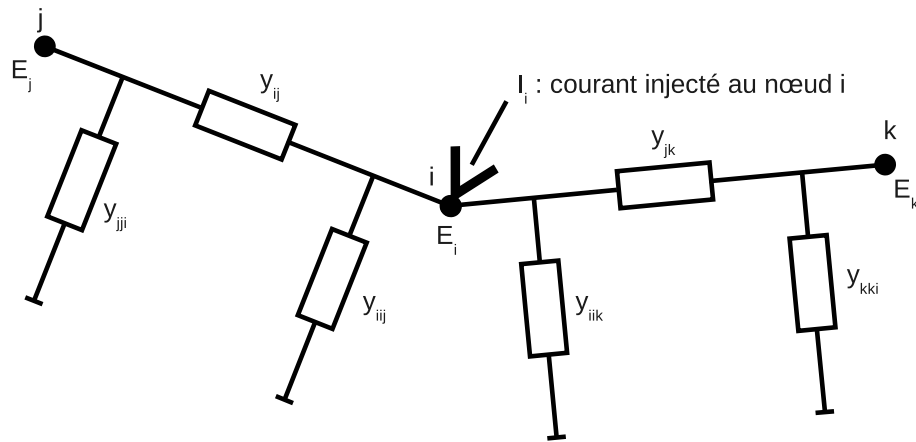
Le modèle équivalent de ligne appelé modèle en π répond aux besoins exprimés ci-avant. Il permet de modéliser facilement les réseaux électriques sous forme matricielle grâce à un modèle mathématique cohérent qui décrit les nœuds du réseau et leurs interconnexions. Comme rappelé au paragraphe II.2.2, ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux [26, 27]. Il est valable pour des lignes de courte et moyenne longueur, c'est-à-dire inférieure à 150 km. Les phénomènes de propagation peuvent alors être négligés, tout en prenant bien en compte l'effet capacitif des lignes. Ce modèle, permet par contre de ne représenter que des réseaux triphasés équilibrés. Cette hypothèse de fonctionnement des réseaux est supposée valide pour les réseaux utilisés dans le cadre de cette thèse. Le réglage de tension n'est en effet conçu ici que pour être utilisé en régime de fonctionnement normal. Les situations non nominales (court-circuits, blackouts⁶, etc) ne sont pas sensées pouvoir être corrigées en premier lieu avec le réglage de tension. Celui-ci pourra par contre assurer son rôle d'optimisation lors de situations non nominales semi-temporaires, par exemple, lors du secours d'une partie d'un réseau de distribution suite à la perte d'un poste source.

Le modèle en π est avant tout une représentation mathématique des lignes et des câbles. Les autres éléments du réseau, tels que les charges ou les générateurs ont leur propre modélisation. Le modèle est représenté sur la figure III.7.

III.4.3.2 La matrice d'admittance complexe

L'ensemble des lignes et de leurs interconnexions, pour un réseau donné, peut être décrit par une matrice construite à partir du modèle en π . Cette matrice est appelée *matrice d'admittance complexe* Y_{bus} . Elle permet de calculer les courants injectés en tout point du réseau, à condition de connaître les tensions complexes de l'ensemble des nœuds du réseau. La matrice d'admittance s'obtient en appliquant la méthode décrite ci-après, considérant le schéma équivalent en π de la figure III.8, y étant une admittance, E_n la tension complexe au nœud n et I_n le courant complexe injecté au nœud n .

6. blackout : panne d'électricité généralisée


 FIGURE III.7 – Modèle monophasé en Π d'une ligne électrique triphasée.

 FIGURE III.8 – Schéma équivalent en π pour la construction de la matrice d'admittance complexe Y_{bus} .

En appliquant la première loi de Kirchhoff au nœud i , on obtient l'équation (III.12) :

$$\begin{aligned}
 I_i &= \left(\sum_{j \neq i} y_{ij} \right) E_i + \sum_{j \neq i} y_{ij} (E_i - E_j) \\
 I_i &= \left(\sum_{j \neq i} (y_{ij} + y_{ji}) \right) E_i + \sum_{j \neq i} (-y_{ij} E_j) \\
 I_i &= Y_{ii} E_i + \sum_{j \neq i} Y_{ij} E_j
 \end{aligned} \tag{III.12}$$

où Y_{ii} et Y_{ij} sont les termes généraux de la matrice Y_{bus} définis par :

$$\begin{cases} Y_{ii} = \sum_{j \neq i} (y_{ij} + y_{ji}) \\ Y_{ij} = -y_{ij} \end{cases} \tag{III.13}$$

Les grandeurs complexes Y_{ii} et Y_{ij} peuvent être écrites en fonction de leurs parties réelles et imaginaires :

$$\begin{cases} Y_{ii} = G_{ii} + jH_{ii} \\ Y_{ij} = G_{ij} + jH_{ij} \end{cases} \tag{III.14}$$

De même, la grandeur complexe E_i représentant la tension au nœud i , s'écrit en coordonnées polaires :

$$\begin{aligned} E_i &= \hat{V}_i e^{j\theta_i} \\ \Re(E_i) &= \hat{V}_i \cos \theta_i \\ \Im(E_i) &= \hat{V}_i \sin \theta_i \end{aligned} \quad (\text{III.15})$$

III.4.3.3 Modélisation des transformateurs

Par analogie avec le modèle en π , et pour garder la cohérence avec celui-ci, les transformateurs triphasés symétriques sont modélisés par une ligne avec une admittance particulière. Ce modèle, bien que relativement simple, permet de modéliser facilement aussi bien les transformateurs standards que les transformateurs régleurs en charge, tout en prenant en compte les pertes ferromagnétiques. Le modèle est présenté sur la figure III.9. Le paramètre k permet de modéliser le rapport de transformation. Dans le cas des transformateurs régleurs en charge, il prend des valeurs discrètes correspondant aux différentes prises possibles. Y_0 représente l'impédance à vide du transformateur et Z les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire.

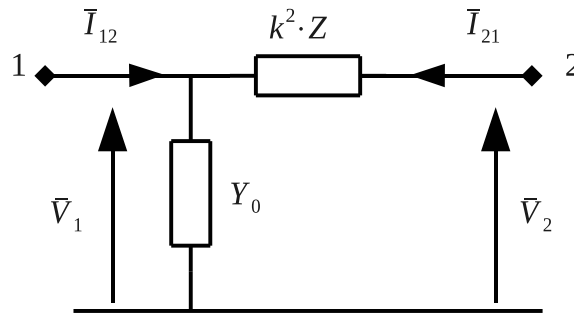


FIGURE III.9 – Modélisation du transformateur triphasé symétrique.

III.4.3.4 Modélisation des charges

L'utilisation d'outils de calculs de répartition de charge implique une modélisation particulière des nœuds du réseau. Le terme nœud est employé ici au sens de la théorie des graphes, c'est-à-dire qu'un nœud est l'extrémité d'une branche (ligne). Un nœud peut donc représenter une jonction entre deux lignes, une charge, une GED ou un banc de condensateurs.

Les variables associées à chaque nœud sont : la puissance active P , la puissance réactive Q , la tension V et le déphasage de tension θ . Chaque nœud voit deux de ses variables fixées tandis que les deux autres sont calculées par l'algorithme de calculs de répartition de charge. Suivant le couple de variables fixées, un type est défini et associé à chaque nœud : PV , PQ ou $V\theta$.

Les charges du réseau sont modélisées comme des nœuds PQ . Ce modèle mathématique simple permet de représenter facilement les charges comme des consommateurs de puissance active (P) et des consommateurs ou producteurs de puissance réactive (Q). Pour chaque charge, les paramètres subis, c'est-à-dire calculés par l'algorithme de répartition de charge, seront donc la tension (V) et le déphasage (θ).

Pour simuler les variations de consommation observées sur les réseaux de distribution, il est possible de faire varier les paramètres P et Q au cours du temps.

III.4.3.5 Modélisation des GED

Le concept de génération d'énergie distribuée recouvre une diversité importante de dispositifs de production d'électricité. Les principaux types de GED sont recensés dans le paragraphe I.4. Suivant la source d'énergie primaire et la technologie de conversion employée, le fonctionnement de ces GED peut être très varié. En particulier suivant l'échelle de temps considérée, les variations de production d'électricité des GED sont très diverses. Les modèles mathématiques de GED doivent donc, en théorie, couvrir l'ensemble des comportements dynamiques des différents types de GED. Cependant, le modèle de simulation du réseau électrique utilisé est une succession d'états statiques du réseau. Pour chaque variation de charge ou de production sur le réseau, un calcul de répartition de charge permet d'obtenir le nouvel état d'équilibre du réseau.

Il n'est donc pas nécessaire de modéliser les phénomènes électriques transitoires liés aux phénomènes électromagnétiques et mécaniques survenant dans les GED. Seules les variations de puissance dues aux variations de l'approvisionnement en énergie primaire seront modélisées. L'ordre de grandeur pris en compte pour la constante de ces variations, est supérieur à la constante de temps du réglage de tension. Concrètement, pour chaque GED, les évolutions de puissance active sont enregistrées dans la base de données, et ainsi, peuvent être appliquées lors des simulations.

Par ailleurs, habituellement, dans les problèmes de calculs de répartition de charges, les GED sont décrites par la puissance active P fournie et l'amplitude de la tension V au nœud de connexion. La puissance réactive Q de la GED est calculée par l'algorithme de résolution, celle-ci étant comprise dans un intervalle $[Q_{min}, Q_{max}]$ où Q_{min} et Q_{max} sont respectivement, les puissances réactives maximales que la GED peut absorber ou produire. Ces limites peuvent être représentées sur un diagramme P/Q , caractéristique de la GED. La figure III.10 représente par exemple le diagramme idéal en demi cercle d'un alternateur. Les nœuds où sont connectées les GED sont la plupart du temps de type PV. Cependant, si la GED est régulée en puissance active et en puissance réactive, le nœud de connexion sera alors de type PQ .

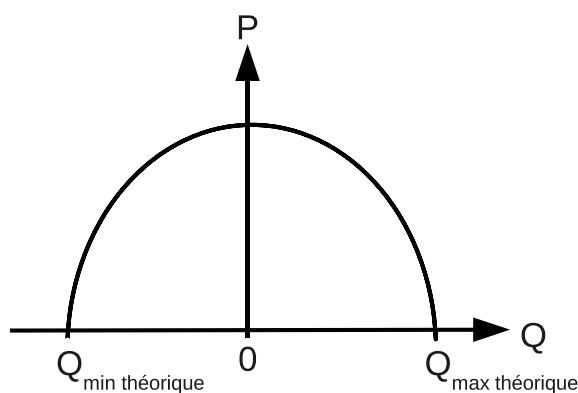


FIGURE III.10 – Diagramme P/Q idéal d'un alternateur.

Cependant, dans le cadre du réglage de tension, l'objectif est de piloter directement la production de puissance réactive de chaque GED. La tension est un paramètre subi, notamment fonction des variations de puissance réactive. Afin donc de pouvoir contrôler la puissance réactive des GED, celles-ci sont modélisées comme des charges *negatives*, c'est-à-dire avec des nœuds PQ . La puissance active générée est une constante qui ne varie pas en fonction des autres paramètres du système.

En pratique, le point de fonctionnement de chaque GED doit respecter le diagramme

P/Q réel, propre à chacune, mais aussi les limites imposées par la réglementation. Ainsi, sur les réseaux de distribution français, comme il est rappelé au paragraphe II.3.1, la législation impose que les GED doivent pouvoir fournir une puissance réactive Q_{max} au moins égale à $0.4 * P_{max}$ et absorber une puissance réactive Q_{min} au moins égale à $-0.35 * P_{max}$. Si ces limites sont considérées comme des limites maximales de production et d'absorption de puissance réactive, alors la puissance active maximale P_{max} que peut fournir la GED s'exprime par :

$$\begin{cases} Q_{max} = f_1 * P_{max} \\ Q_{min} = f_2 * P_{max} \end{cases}$$

avec dans le cas français, en convention générateur :

$$\begin{cases} f_1 = 0.4 \\ f_2 = -0.35 \end{cases}$$

or :

$$S_{max} \geq \sqrt{P^2 + Q^2}$$

soit :

$$\frac{S_{max}}{\sqrt{1 + f_1^2}} > P_{max} > \frac{S_{max}}{\sqrt{1 + f_2^2}} \quad (\text{III.16})$$

En concertation avec EDF R&D, sauf s'il est précisé autrement, dans les travaux présentés ci-après, il a été décidé de choisir des valeurs légèrement supérieures afin de bien caractériser l'efficacité du réglage développé. Les valeurs retenues sont :

$$\begin{aligned} Q_{max} &= 0.6 * P_{max} \\ Q_{min} &= -0.4 * P_{max} \end{aligned}$$

III.4.3.6 Modélisation des bancs de condensateurs

La fonction initiale des bancs de capacité dans les réseaux de distribution, est de corriger le facteur de puissance $\cos \varphi$ au poste source. Ce facteur de puissance est donné par la formule suivante :

$$\cos \varphi = \frac{P}{(P^2 + Q^2)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{III.17})$$

où :

P est la puissance active transitant dans le poste source ;

Q est la puissance réactive transitant dans le poste source.

Afin de connaître la quantité de puissance réactive ΔQ à injecter pour passer d'un facteur de puissance effectif $\cos \varphi_1$ à un facteur de puissance désiré $\cos \varphi_2$ il est possible d'appliquer la formule suivante :

$$\begin{aligned} \Delta Q &= P (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \\ &= P \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1} \right) \end{aligned} \quad (\text{III.18})$$

Dans le cadre du réglage de tension, les bancs de condensateurs sont utilisés non seulement pour éventuellement modifier le facteur de puissance au poste source, mais aussi pour influencer sur les transits de puissance réactive dans le réseau de distribution. Aussi, toujours en considérant la méthode de simulation employée, c'est-à-dire une succession de calculs de

variation de charges, les bancs de condensateurs sont donc modélisés comme des charges à puissance active nulle mais dont il est possible de faire varier la puissance réactive. Cette hypothèse est une hypothèse forte. En réalité, un changement de gradin modifie la valeur de la capacité connectée. Or, la puissance réactive produite par le condensateur dépend du carré du module de la tension. Cependant, les bancs de capacité n'ayant pas une influence prépondérante sur la tension dans les réseaux de distribution, en première approximation les bancs de condensateurs sont donc modélisés par des nœuds PQ avec $P = 0\text{ W}$. Cette hypothèse est valable pour des amplitudes de variation de tension faible devant la valeur nominale de la tension. C'est ainsi le cas pour des valeurs de tension comprises entre 0.95 p.u. et 01.05 p.u.. La puissance réactive associée à chaque gradin de condensateur peut alors être considérée comme étant constante.

III.4.4 Simulation numérique

Après la définition d'un modèle de réseau, l'étape suivante est la mise en place d'une méthode de calcul qui permette de connaître les évolutions du réseau au cours du temps. Comme rappelé dans le paragraphe III.4.3, il n'est pas nécessaire pour le réglage de tension de considérer les phénomènes électriques transitoires, seuls la répartition des flux de puissance, des valeurs des courants, de l'amplitude et de l'angle des tensions du réseau, doivent être calculés au cours du temps. Les méthodes de calcul qui permettent d'arriver à ce résultat sont appelées *calculs de répartition de charge*⁷. Le modèle en π permet l'utilisation de telles méthodes de calculs pour simuler l'évolution des réseaux électriques au cours du temps, hors phénomènes transitoires.

III.4.4.1 Nœud bilan

L'application de la théorie du calcul de répartition de charges impose de choisir pour le réseau simulé *un nœud bilan*. Il sert de nœud de référence du système. En ce nœud la tension V et la phase θ sont constantes et ses capacités d'absorption et de production de puissance active et réactive sont infinies. Le nœud bilan assure l'équilibre entre production et consommation de puissance sur le réseau et permet ainsi la convergence de l'algorithme de calculs de répartition de charge. C'est un nœud de type *nœud $V\theta$* .

Dans le cas des réseaux de distribution, du point de vue des échanges puissances et de la capacité à absorber instantanément une variation de tension issue de la distribution, les réseaux de transport peuvent être considérés comme étant des nœuds bilans.

Les systèmes simulés sont donc des réseaux de distribution, auxquels sont connectés au jeu de barres supérieurs du poste source, une ligne de faible impédance, elle même reliée à un nœud bilan. Ce nœud bilan représente le réseau de transport auquel est connecté le réseau de distribution considéré. La tension pourra par exemple y être fixée à une valeur 1 p.u. et la phase à une valeur nulle.

III.4.4.2 Équations générales des réseaux

La simulation du réseau impose nécessairement d'établir une formulation mathématique de l'évolution des variables du réseau. Cette formulation mathématique correspond aux équations générales des réseaux. L'obtention de ces équations est régit par une méthode classique largement documentée [26, 27].

7. Dans la littérature scientifique, les termes anglais *Load Flow* et *Power Flow* sont fréquemment utilisés.

Considérant la puissance complexe S_i injectée au nœud i et les relations entre les nœuds exprimées grâce à la matrice d'admittance Y_{bus} , il est possible d'obtenir les expressions fondamentales des puissances actives P_i et réactives Q_i au nœud i :

$$\begin{cases} P_i = G_{ii}V_i^2 + \sum_{j \neq i} (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + H_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) V_i^2 \\ Q_i = -H_{ii}V_i^2 + \sum_{j \neq i} (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - H_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) V_i^2 \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

III.4.4.3 Méthodes de calculs de répartition de charges

Les équations (III.19) sont transcendantes (non algébriques) et non linéaires. Qui plus est, pour un réseau de n nœuds, il est nécessaire de résoudre un système de $2n$ équations à $2n$ inconnues. La solution analytique d'un tel problème est donc difficilement calculable. Les méthodes de calculs de répartition de charge permettent de passer outre ces difficultés en proposant une résolution numérique approchée. Plusieurs méthodes sont disponibles dans la littérature. Pour référence, les principales sont décrites ci-après. Seule celle retenue est détaillée.

Méthode itérative de Gauss-Seidel Le principe de la méthode itérative de Gauss-Seidel est d'assigner une tension estimée à chaque nœud PQ du réseau puis de calculer une nouvelle valeur de cette tension à partir des autres tensions estimées et des puissances actives et réactives spécifiées. Un nouvel ensemble de valeur est ainsi obtenu pour l'ensemble des nœuds. Le processus est répété jusqu'à ce que l'écart entre les anciennes valeurs et les nouvelles soit inférieur à une valeur minimale spécifiée. La convergence de la méthode de Gauss-Seidel peut être accélérée sensiblement en multipliant la tension de chaque nœud par une constante appelée *facteur d'accélération*.

La méthode de Gauss-Seidel est simple à mettre en œuvre mais peut présenter des problèmes de convergence et n'est, par conséquent, pas adaptée à des réseaux de grande taille. Des méthodes plus modernes lui seront préférées dans le cadre de cette thèse.

Méthode Backward-Forward Sweep La méthode Backward-Forward Sweep est une méthode de calculs de répartition de charges développée par C. Cheng and D. Shlrmohammadi [41]. L'algorithme est basé directement sur les lois de Kirchhoff et non sur les équations (III.19). C'est une méthode rapide et efficace mais qui ne fonctionne uniquement que pour réseaux radiaux. Or, si aujourd'hui la plupart des réseaux de distribution français ne sont pas des réseaux maillés, il est possible qu'ils le deviennent dans un avenir plus ou moins proche. L'objectif de la thèse étant de fournir un algorithme fonctionnant sur des réseaux de distribution versatiles, donc, éventuellement maillés, la méthode Backward-Forward Sweep ne sera pas utilisée ici.

Méthode globale de Newton-Raphson [27] La méthode considérée comme la plus efficace à ce jour pour les calculs de répartition de charge dans tous les types de réseaux, est la méthode globale de Newton-Raphson. En comparaison avec la méthode de Gauss-Seidel, elle offre une meilleure assurance de converger vers une solution, est plus rapide et plus économique en termes de mémoire informatique. La méthode de Newton-Raphson se base sur les développements limités en séries de Taylor. Son principe général est décrit ci-après.

Soit une fonction h_1 de deux variables x_1 et x_2 égale à une constante b_1 telle que :

$$g_1(x_1, x_2) = h_1(x_1, x_2) - b_1 = 0 \quad (\text{III.20})$$

ainsi qu'une seconde fonction h_2 , définie de façon identique, telle que :

$$g_2(x_1, x_2) = h_2(x_1, x_2) - b_2 = 0 \quad (\text{III.21})$$

x_1^* et x_2^* désignent les solutions exactes de ces deux équations (III.20) et (III.21), $x_1^{(0)}$ et $x_2^{(0)}$ les solutions estimées et $\Delta x_1^{(0)}$ et $\Delta x_2^{(0)}$ les corrections à additionner à $x_1^{(0)}$ et $x_2^{(0)}$ pour obtenir les solutions exactes x_1^* et x_2^* , de telle façon qu'il est possible d'écrire :

$$g_1(x_1^*, x_2^*) = g_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) = 0 \quad (\text{III.22})$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*) = g_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) = 0 \quad (\text{III.23})$$

Le développement limité en séries de Taylor des équations (III.22) et (III.23) par rapport à $x_1^{(0)}$ et $x_2^{(0)}$ donne :

$$g_1(x_1^*, x_2^*) = g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (\text{III.24})$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*) = g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (\text{III.25})$$

En négligeant les termes d'ordre supérieur à 1, les équations (III.24) et (III.25) peuvent alors s'écrire sous forme matricielle, telles que :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}}_{J^{(0)}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ 0 - g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 - h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ b_2 - h_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} \quad (\text{III.26})$$

où J est la matrice carrée des dérivées partielles, appelée matrice *jacobienne*. $J^{(0)}$ indique que les valeurs initiales estimées $x_1^{(0)}$ et $x_2^{(0)}$ ont été utilisées pour calculer les valeurs numériques des dérivées partielles. $g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$ est la valeur de g_1 calculée à partir de $x_1^{(0)}$. Cette valeur ne correspond pas aux zéros de l'équation (III.20), à moins que les valeurs initiales estimées $x_1^{(0)}$ et $x_2^{(0)}$ ne soient correctes. Ainsi, comme précédemment, $\Delta g_1^{(0)}$ est définie comme la différence entre la valeur spécifiée de g_1 et la valeur calculée de g_1 . $\Delta g_2^{(0)}$ est définie de manière similaire. La relation suivante peut alors être donnée :

$$J^{(0)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta g_1^{(0)} \\ \Delta g_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{III.27})$$

La résolution de l'équation (III.27) en calculant directement l'inverse de la matrice jacobienne ou en utilisant la factorisation triangulaire permet de déterminer $\Delta x_1^{(0)}$ et $\Delta x_2^{(0)}$. Cependant, comme les termes d'ordres supérieurs à 1 de l'équation (III.24) ont été négligés, ces valeurs additionnées aux valeurs initiales estimées ne donnent pas une solution exacte mais seulement approchée avec de nouvelles valeurs estimées $x_1^{(1)}$ et $x_2^{(1)}$ telles que :

$$\begin{aligned} x_1^{(1)} &= x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \\ x_2^{(1)} &= x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \end{aligned} \quad (\text{III.28})$$

Le processus est répété jusqu'à ce que les corrections $|\Delta x_1|$ et $|\Delta x_2|$ deviennent toutes deux inférieures à une tolérance ε spécifiée ($\varepsilon > 0$).

L'application de la méthode de Newton-Raphson aux équations générales du réseau (III.19), en utilisant la notation des équations (III.13) et (III.14) de la matrice Y_{bus} , permet de résoudre le problème du calcul de répartition de charges.

Ainsi pour un réseau de n nœuds, au nœud i , la dérivation partielle des équations (III.19) par rapport à l'amplitude V et au déphasage θ de la tension donne :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

La matrice jacobienne J du système s'écrivant alors :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (\text{III.30})$$

avec H , N , M et L les matrices de dimension $n \times n$ respectivement égales à $\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix}$ et $\begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}$.

Une mise en œuvre directe de la méthode de Newton-Raphson peut poser des problèmes de temps calcul. Les matrices Y_{bus} et J sont, en effet, des matrices de taille conséquente variant exponentiellement avec le nombre de nœuds du réseau. Au cours du processus itératif, leurs inversions répétées peut, suivant les performances des ordinateurs disponibles et la taille du réseau considéré, prendre un temps très long, pénalisant pour l'application en temps réel du réglage de tension.

Il existe heureusement des hypothèses simplificatrices et des méthodes de calculs et de traitement de données qui permettent de réduire significativement les temps de calculs. Ces hypothèses et méthodes sont décrites dans le paragraphe III.5.5.

III.4.5 Expression mathématique du problème du réglage optimal de la tension

La programmation de la méthode de l'optimisation mixte découplée nécessite d'exprimer mathématiquement le problème du réglage de tension, en respectant la mise en forme mathématique propre aux problèmes d'optimisation, c'est-à-dire la définition des variables de décision, des contraintes et de la fonction objectif.

III.4.5.1 Variables de décision

Pour le réglage de tension il existe trois types de variables de décision.

Puissance réactive des GED Le premier type de variables de décision est la puissance réactive des GED. Pour chaque GED i du réseau est définie une variable Q_i , continue et dérivable sur un intervalle \mathcal{Q}_i , tel que $\mathcal{Q}_i = [Q_{i\min}, Q_{i\max}]$. Les bornes inférieures et supérieures de chacun des intervalles \mathcal{Q}_i sont définies en fonction des propriétés intrinsèques de chaque GED et de contraintes telles que la réglementation (c.f. paragraphe III.4.3.5).

Prises des transformateurs régleurs en charge Le deuxième type de variables de décision considéré est le numéro de prise des transformateurs régleurs en charge. Pour chaque transformateur est définie une variable discrète T_i , appartenant à un intervalle \mathcal{T}_i , tel que $\mathcal{T}_i = \llbracket T_{i\min}, T_{i\max} \rrbracket$. Les bornes inférieures et supérieures de chacun des intervalles \mathcal{T}_i sont définies pour chaque transformateur en fonction de leur nombre de prises respectifs. En France, les transformateurs HTB/HTA standards possèdent en général 17 prises.

Prise des bancs de condensateurs Le troisième type de variables de décision est la puissance réactive générée par les bancs de condensateurs, sachant que pour chaque prise d'un banc de condensateurs, la production de puissance réactive est connue. Pour chaque banc de condensateurs on définit une variable discrète B_i appartenant à un intervalle \mathcal{B}_i , tel que $\mathcal{B}_i = \llbracket B_{i\min}, B_{i\max} \rrbracket$. Les bornes inférieures et supérieures de chacun des intervalles \mathcal{B}_i sont définies pour chaque banc de condensateurs, en fonction de leur nombre de prises respectifs.

Discussion sur les variables de décision Trois types de variables de décision ont été définis dans les paragraphes précédents. Cependant, le principe de la méthode de l'OMD est de traiter différemment les variables continues et les variables discrètes. Ces dernières sont exclues du cœur du processus d'optimisation numérique, l'algorithme d'optimisation. Aussi, les prises des bancs de condensateurs et des transformateurs régleurs en charge ne seront pas intégrées mathématiquement dans la fonction objectif. Seule la puissance réactive des GED le sera.

III.4.5.2 Fonction objectif

La fonction objectif est la mesure du système considéré. L'algorithme d'optimisation cherche à minimiser cette mesure, c'est-à-dire à trouver la solution optimale du problème. Le but premier du réglage de tension est de maintenir la tension entre les limites réglementaires. Cependant, ce but se retranscrit mathématiquement sous forme de contrainte, car les limites en tension sont des limites strictes que le système ne peut dépasser et donc elles ne peuvent être exprimées sous forme de fonction objectif.

Il est possible d'intégrer les contraintes dans la fonction objectif en leur associant un poids élevé, ce qui force l'algorithme à converger vers une solution où les contraintes sont *moins* ou pas actives. Cette solution, si elle facilite la convergence de l'algorithme d'optimisation, présente cependant deux inconvénients. Il est tout d'abord possible de converger vers une solution optimale où les contraintes sont actives. Cette solution n'est pas souhaitée dans le cas du réglage de tension : les limites de tension sont strictes. Cet inconvénient peut être évité en écartant a posteriori la solution non souhaitée ou en jouant sur les poids des contraintes mais cela complique l'algorithme. Le second inconvénient concerne la fonction objectif. Dans le cas du réglage de tension, les contraintes (la tension) et l'objectif principal (les pertes) sont des grandeurs différentes. Pour les associer dans une même fonction objectif, il convient de les transformer en grandeurs sans dimension. Ce processus, non trivial, complique inutilement la fonction objectif. Aussi, il apparaît plus simple ici de garder les contraintes de tension en dehors de la fonction objectif.

L'objectif *mathématique* principal du réglage de tension est la minimisation des pertes Joule des lignes HTA du réseau de distribution considéré. Pour le GRD, la minimisation des pertes Joule permet en effet de diminuer ses coûts d'exploitation du réseau et permet, plus généralement, de réaliser des économies d'énergie.

Les pertes Joule des lignes HTA sont directement fonction du niveau de tension du réseau, plus celui-ci est élevé, plus les pertes Joule sont faibles (c.f. paragraphe II.2.2.1). En conséquence, l'algorithme d'optimisation cherche à maximiser les tensions du réseau, sans excéder les limites supérieures admissibles.

À partir de la méthode de calcul de répartition de charge explicitée dans le paragraphe III.4.4.3, il est possible de définir la fonction $\mathcal{LF}_{obj} : \mathcal{Q}_1 \times \dots \times \mathcal{Q}_q \rightarrow \mathbb{R}$, telle que :

$$\mathcal{LF}_{obj}(Q_1, \dots, Q_q) = \sum_{j=1}^l P_j \quad (\text{III.31})$$

avec :

q le nombre de GED contrôlées,

Q_i la consigne de la puissance réactive de la GED i ,

l le nombre de lignes où sont calculées les pertes Joule,

P_j les pertes Joule dans la ligne j .

La fonction \mathcal{LF}_{obj} est la fonction objectif de l'OMD.

Les pertes Joule des lignes HTA représente le phénomène dispersif prépondérant dans les réseaux de distribution. Cependant, il est possible d'améliorer la précision du modèle de réseau utilisé en considérant aussi les pertes Joule et les pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT. Le principal intérêt de cette modélisation plus détaillée, est d'avoir une simulation plus proche de la réalité. Ainsi pour les pertes ferromagnétiques, les pertes sont directement proportionnelles à la tension.

L'expression des pertes Joule et ferromagnétiques dans les les transformateurs HTB/HTA est donnée en annexe A.2.

Autrement dit, il apparaît dans le cas présent deux objectifs contradictoires : la minimisation des pertes Joule des lignes et des transformateurs HTB/HTA et la minimisation des pertes ferromagnétiques HTB/HTA. La minimisation d'un des deux objectifs entraîne une divergence au regard du second objectif. L'algorithme converge donc vers une solution intermédiaire minimisant la somme des deux objectifs. Cette solution est valable sous l'hypothèse que les deux objectifs ont un impact similaire pour le GRD.

L'aspect financier n'est pas directement pris en compte dans l'optimisation. Le GRD diminue ses coûts de fonctionnement du réseau en diminuant ses pertes, mais dans le cadre de cette thèse, les données nécessaires à l'évaluation de ces économies et plus largement des coûts globaux de fonctionnement des réseaux de distribution, ne sont pas disponibles.

La fonction objectif développée ici constitue une première approche, qui, si l'OMD est industrialisée, nécessitera certainement une redéfinition pour prendre en compte dans l'optimisation l'aspect financier de manière précise.

III.4.5.3 Contraintes

Les contraintes sont les limites que le système ne peut dépasser. Ce sont des fonctions qui dépendent des variables de décisions. Deux types principaux de contraintes peuvent être décrits.

Contraintes d'égalité Les contraintes d'égalité obligent l'algorithme à converger vers une solution pour laquelle les *fonctions contraintes* d'égalité sont constantes. Elles permettent, par exemple, de fixer la tension en un nœud du réseau ou des flux de puissance dans les transformateurs, c'est-à-dire, de manière générale, de fixer un paramètre subi ou

calculé du réseau. Des deux types de contraintes, les contraintes d'égalité sont plus à même de poser des problèmes de convergence car la marge de manœuvre de l'algorithme est plus réduite.

Mathématiquement, en respectant le formalisme du paragraphe III.2.3, les contraintes d'égalité s'écrivent, par exemple pour une tension fixée en un nœud donné :

$$(V_i - V_{i_{def}}) = 0 \quad (\text{III.32})$$

avec

V_i la tension calculée au nœud i ,

$V_{i_{def}}$ la consigne de tension pour le nœud i .

Dans un premier temps, pour faciliter l'interprétation des résultats et donc la validation de l'OMD, seules les contraintes d'inégalité seront prises en compte.

Contraintes d'inégalité Les contraintes d'inégalité obligent l'algorithme à converger vers une solution pour laquelle les *fonctions contraintes* d'inégalité sont inférieures ou égales à une constante, la plupart du temps égale à 0 (c.f. paragraphe III.2.3). Dans le cas du réglage de tension, la contrainte principale est la limite d'évolution du plan de tension du réseau de distribution considéré : la tension de chaque nœud du réseau doit être comprise, dans le cas général, entre plus et moins cinq pourcent de la tension nominale. Il est possible de définir des contraintes de tension particulières en certains nœuds, les contraintes maximales et minimales sont donc individualisées pour chacun des nœuds.

D'autres types de contraintes d'inégalité peuvent être aussi envisagés. Par exemple la limitation des flux de puissance réactive dans un départ. Cependant pour ne pas alourdir inutilement l'optimisation, dans un premier temps, seules seront considérées les deux contraintes d'inégalités de tension maximale et minimale. Ce sont les deux contraintes prépondérantes du réglage de tension.

Mathématiquement, en respectant le formalisme du paragraphe III.2.3, les contraintes d'inégalité s'écrivent :

$$(V_{i_{min}} - V_i)(V_{i_{max}} - V_i) \leq 0 \quad (\text{III.33})$$

avec

V_i la tension calculée au nœud i ,

$V_{i_{min}}$ la valeur limite minimale que peut atteindre la tension du nœud i ,

$V_{i_{max}}$ la valeur limite maximale que peut atteindre la tension du nœud i .

Les tensions en chacun des nœuds sont calculées lors du processus d'optimisation par l'algorithme de répartition de charges défini au paragraphe III.4.4.3.

À partir de la fonction \mathcal{LF}_{obj} (équation (III.31)), il est possible de définir la fonction $\mathcal{LF}_{coni} : Q_1 \times \dots \times Q_q \rightarrow \mathbb{R}$, telle que :

$$\mathcal{LF}_{coni}(Q_1, \dots, Q_q) = V_i \quad (\text{III.34})$$

avec :

q le nombre de GED contrôlées,

Q_j la consigne de la puissance réactive de la GED j ,

V_i la tension du nœud i .

Cette fonction, construite à partir de la méthode de calcul de répartition de charge définie au paragraphe III.4.4.3, permet d'obtenir les tensions en chacun des nœuds en fonction des consignes de puissance réactive des GED. Elle permet donc d'exprimer les contraintes d'égalité et d'inégalité portant sur les tensions, en fonction des consignes de puissance réactive des GED.

Contraintes sur les variables de décision Il existe un troisième type de contraintes : il s'agit des contraintes portant sur les variables de décision. Ces contraintes sont définies dans le paragraphe III.4.5.1. L'algorithme d'optimisation cherche un minimum local dans l'intervalle image des intervalles de définition des variables de décisions.

III.4.5.4 Formulation mathématique du problème d'optimisation

Suivant les objectifs et les contraintes retenus, plusieurs formulations mathématiques du problème d'optimisation, respectant le formalisme du paragraphe III.2.3, sont possibles.

Une première formulation peut être donnée. Cette formulation ne tient compte que d'un seul objectif, la minimisation des pertes Joule, et de deux types de contraintes portant sur les tensions des nœuds du réseau. Mathématiquement, cette première formulation s'écrit :

$$\min_{(Q_1, \dots, Q_q) \in \mathcal{Q}_1 \times \dots \times \mathcal{Q}_q} \mathcal{L}\mathcal{F}_{obj}(Q_1, \dots, Q_q), \quad \text{avec} \begin{cases} \mathcal{L}\mathcal{F}_{coni}(Q_1, \dots, Q_q) = 0, & i \in \mathcal{E}, \\ \mathcal{L}\mathcal{F}_{coni}(Q_1, \dots, Q_q) \leq 0, & i \in \mathcal{I}. \end{cases} \quad (\text{III.35})$$

avec

\mathcal{E} ensemble des indices des contraintes d'égalités,

\mathcal{I} ensemble des indices des contraintes d'inégalités.

La formulation (III.35) est équivalente à la formulation suivante :

$$\min \sum_{j=1}^l \mathcal{P}_j, \quad \text{avec} \begin{cases} (V_i - V_{i_{def}}) = 0, & i \in \mathcal{E}, \\ (V_{i_{min}} - V_i)(V_{i_{max}} - V_i) \leq 0, & i \in \mathcal{I}. \end{cases} \quad (\text{III.36})$$

C'est cette première formulation qui sera utilisée, dans un premier temps, dans les tests de validation de l'OMD (c.f. paragraphe III.6). Par la suite, la modification et l'ajout de contraintes et d'objectifs, nécessitera une nouvelle formulation mathématique du problème d'optimisation.

III.5 Réalisation logicielle

III.5.1 Définition du besoin

Le développement d'une méthode de réglage de la tension ne peut être effectuée que dans le cadre bien particulier de la simulation numérique. En effet, pour des raisons de praticité et de sécurité évidentes, il n'est pas possible de tester la méthode de l'OMD en situation réelle, c'est-à-dire dans un réseau de distribution réel. Cette phase de *pré industrialisation* n'intervient qu'en dernier lieu, une fois la méthode complètement validée par simulation.

Il importe donc de choisir, voire de créer si besoin est, un environnement logiciel adapté aux besoins de développement d'une méthode de réglage de la tension. Ainsi, en premier lieu, la solution adoptée devra permettre de simuler un réseau de distribution constitué de plusieurs centaines de nœuds et ce, suffisamment rapidement pour ne pas ralentir les différentes phases de développement informatique.

L'environnement logiciel choisi devra aussi être modulaire pour permettre le développement et le test de plusieurs méthodes de réglage de la tension, à titre de comparaison, ainsi que tout autre module de calcul ou de simulation qui pourra s'avérer nécessaire. De même, l'environnement logiciel choisi ou développé devra permettre la simulation du réglage de tension classique. Les automates des régulateurs en charge et des bancs de condensateurs devront donc être modélisés, ainsi que leurs stratégies de réglage associées.

Une autre contrainte importante est, par ailleurs, l'adaptabilité de l'environnement de simulation, qui devra pouvoir simuler facilement des réseaux de topologie différentes, sans avoir à modifier le moteur de simulation. Ceci, à partir d'un format de données commun, lisible par un être humain et aisément modifiable manuellement. La gestion de réseaux différents s'en trouvera ainsi facilitée et permettra la validation de l'OMD avec différents réseaux de distribution.

Ajouté à ceci, le choix de disposer d'un langage ou logiciel informatique permettant des développements rapides, c'est-à-dire permettant un prototypage efficace, l'ensemble de ces critères restreignent le choix parmi les différentes solutions possibles.

Le processus de choix et l'environnement de développement et de simulation retenus sont décrits au paragraphe suivant.

III.5.2 Choix de l'environnement de simulation et de développement

La méthode de réglage de tension retenue, l'OMD, est une méthode basée sur des algorithmes informatiques. Le développement de cette méthode nécessite l'usage d'un langage de programmation informatique. Ce langage doit permettre la réalisation rapide d'un prototype. Pour des méthodes équivalentes, c'est-à-dire pour un même algorithme, le langage permettant l'exécution la plus rapide ne sera pas forcément choisi. Un langage avec des fonctions de haut niveau préprogrammées, permettant, par exemple, une gestion simplifiée des données du réseau lui sera préféré.

Par ailleurs, pour être testée puis validée, la méthode de réglage de tension développée nécessite un environnement de simulation. Il existe de nombreux logiciels de simulation de réseaux. La plupart sont des logiciels commerciaux, développés en priorité en direction de l'industrie. Parmi les plus utilisés, il est possible de citer les logiciels PSSE, EMTP, EUROSTAG, POWERFACTORY... Outre leur prix élevé, le principal inconvénient de ces logiciels est leur manque de flexibilité en termes de développements parallèles. Il est ainsi difficile de développer des méthodes de contrôles complexes, telles que par exemple des méthodes utilisant des algorithmes d'optimisation. Le langage interne de ces logiciels est, soit trop spécifique, soit ne possède pas les bibliothèques et les interfaces nécessaires.

Restent alors deux solutions. La première est le choix d'un logiciel de simulation pour la partie simulation à proprement parler du réseau et un langage de programmation pour la partie algorithmique, le logiciel de simulation n'étant qu'un module externe inclus dans un programme plus général. C'est la solution retenue par O. Richardot et G. Rami [12,33]. La partie simulation de réseau est obtenue avec le logiciel EUROSTAG et l'algorithme de réglage de la tension est écrit avec le langage MATLAB.

Cette première solution a aussi été testée dans un premier temps dans le cadre de cette thèse. L'avantage principal est que la plupart des éléments du réseau électrique sont déjà modélisés dans le logiciel. Par exemple, les transformateurs régulateurs en charge sont ainsi complètement décrits dans le logiciel. Cependant, les deux inconvénients principaux de cette méthode sont la difficulté à traiter avec le logiciel MATLAB le format de données propre au logiciel EUROSTAG et la lenteur d'exécution de ce dernier, en temps que sous programme, appelé depuis l'interface de MATLAB. L'optimisation requérant un grand nombre d'appels au programme de simulation, cette solution ne sera pas retenue.

La seconde solution consiste à utiliser un même langage de programmation pour programmer la méthode de réglage de tension et l'environnement de simulation. Il existe, là aussi, de nombreux langages, avec chacun leurs caractéristiques propres. La contrainte étant essentiellement d'avoir un langage permettant un processus de développement rapide, le choix a été fait de se tourner vers un langage de haut niveau, permettant une

gestion simplifiée de la mémoire, ne nécessitant pas de compilation préalable (langage de script) et disposant de bibliothèques de fonctions riches.

Plusieurs langages possèdent ces caractéristiques. Deux sont particulièrement intéressants, en raison de la richesse de leur bibliothèque. Le premier est le langage PYTHON, le second le langage MATLAB. PYTHON, langage *Open Source* permet des développements plus complexes et plus souples que le langage MATLAB. Cependant ce dernier a l'avantage de faire partie d'un environnement logiciel complet permettant de réaliser des développements rapides. Par ailleurs, les précédents travaux sur le réglage de tension ont été réalisés avec le logiciel MATLAB.

Par souci de compatibilité et pour faciliter la comparaison, le logiciel MATLAB et son langage de programmation ont donc été retenus pour développer l'environnement de simulation et la fonction de réglage de tension.

III.5.3 Développement d'un environnement de simulation

L'environnement de simulation développé est un ensemble de fonctions s'exécutant sous l'environnement MATLAB. Il permet le traitement des données de réseaux divers, la simulation de ces réseaux, l'exécution de fonctions telles que le réglage de tension et le traitement des résultats et leur affichage sous forme graphique. Une attention particulière a été portée à la documentation interne du code source afin de faciliter, d'une part le débogage et d'autre part, la collaboration avec les équipes de EDF R&D et de Schneider Electric. La figure III.11 illustre graphiquement l'architecture de l'environnement de simulation développé.

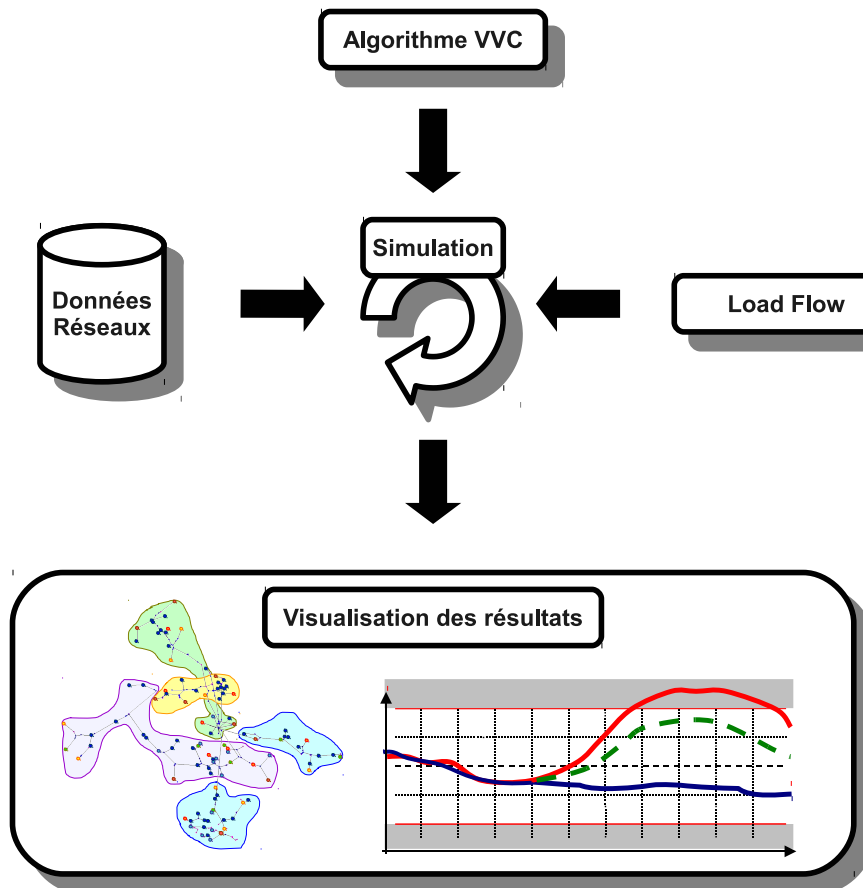


FIGURE III.11 – Architecture de l'environnement de simulation développé.

III.5.3.1 Traitement des données réseaux

La totalité des réseaux simulés dans le cadre de cette thèse, sont des réseaux fournis par EDF R&D. Les données sont des données anonymes extraites de réseaux de distribution réels, en général simplifiés. Ces données sont initialement dans un format ASCII lisible par un être humain et par un logiciel d'étude de réseau, propriété d'EDF, appelé PRAO. Pour être exploités, ces données sont donc transcrites au format MATLAB. Elles se présentent alors sous formes de *structures* aisément manipulables par des algorithmes. Le listing III.1 montre un aperçu du format de données utilisé. L'exemple choisi est un nœud du réseau auquel est connecté un consommateur (charges BT agrégées au poste HTA/BT).

Listing III.1 – Exemple de données réseaux au format MATLAB

```

1  noeud.indice(600).topologie.numerotation = 600 ;
3  noeud.indice(600).topologie.nom_PRAO = 'HONDAKIN @Bus_579' ;
   noeud.indice(600).topologie.Type = 'SIMPLE' ;
5  noeud.indice(600).topologie.Coordonnees.X = 52849079 ;
   noeud.indice(600).topologie.Coordonnees.Y = 474430749 ;
7  noeud.indice(600).electrique.indice.Puissance = 162.542 ;
   noeud.indice(600).electrique.indice.Cosinus = 0.94745 ;
9  noeud.indice(600).electrique.indice.Nbr_Client_BT = 0 ;
   noeud.indice(600).electrique.indice.Type_Client = 'BT' ;
11 noeud.indice(600).electrique.indice.Type = 'CONSOMMATEUR' ;
    noeud.indice(600).alimente.tension_kV = 30 ;

```

Avant la simulation, les données réseaux passent successivement, par un processus de vérification qui permet à l'utilisateur de contrôler l'intégrité des données, puis par un processus d'initialisation servant à construire les matrices réseaux et la matrice d'état (c.f. paragraphe III.4.1).

III.5.3.2 Algorithme de simulation des réseaux

Un fois les données réseaux mises au format matriciel, l'étape suivante est la simulation du réseau. Comme il est rappelé au paragraphe III.4.3, il n'est pas nécessaire de disposer d'un réglage de tension fonctionnant à une fréquence très élevée. La fréquence d'exécution retenue dans cette thèse, en accord avec les gestionnaires de réseau (via EDF R&D) est de 10 minutes. À cette échelle de temps les phénomènes transitoires survenant sur les réseaux électriques peuvent être négligés et les réseaux peuvent être considérés, au cours du temps, comme évoluant instantanément d'un état électriquement stable à un autre. La simulation numérique temporelle peut donc être réalisée en utilisant un algorithme de calculs de répartition de charge. L'algorithme retenu est l'algorithme de *Newton-Raphson* (c.f. paragraphe III.4.4.3).

L'algorithme de calcul de répartition de charge est exécuté après chaque changement survenant dans le réseau simulé. Ces changements peuvent être une variation de charge ou de production, un changement de prise de transformateur régleur en charge, un changement de gradin de banc de condensateurs, etc. Le temps d'exécution de l'algorithme de simulation est très court, de l'ordre de la demi-seconde pour un nombre de nœuds inférieur à 1 000.

Par ailleurs, l'algorithme de simulation, réalisé avec le logiciel MATLAB, offre une conception modulaire qui permet d'ajouter aisément des fonctions supplémentaire, telles que le réglage de tension.

Enfin, un algorithme supplémentaire permet de simuler le fonctionnement des transformateurs régleurs en charge et des bancs de condensateurs, dans le cas du réglage classique

de la tension. Cet algorithme permet de réaliser des comparaisons avec les algorithmes de réglage de la tension développés.

III.5.3.3 Interface graphique et traitement des résultats

L'exécution des différentes actions s'effectue via l'interface en lignes de commande du logiciel MATLAB. Cette solution permet un débogage rapide du programme et se prête donc bien au développement de prototypes. L'environnement MATLAB permet la réalisation d'interfaces graphiques, mais leur utilisation durant les phases de développement s'avère, à l'usage, peu pratique. L'environnement de simulation développé reste, malgré tout, simple à utiliser.

Le traitement des résultats de simulation est, quant à lui, réalisé de manière graphique. Pour chaque nœud du réseau, toutes les variables stockées au cours de la simulation peuvent être affichées sous forme de courbes temporelles. Le réseau peut aussi être représenté graphiquement sous une vue aérienne, en utilisant les coordonnées géographiques de chacun des nœuds.

III.5.4 Méthodes de programmation de l'OMD

Du point de vue informatique, l'OMD peut se décomposer en deux parties. La première partie, périphérique, est celle où sont effectuées les étapes de traitement des données, de lecture de la matrice d'état et de sélection et d'application de la solution optimale. La seconde partie constitue le cœur de la méthode : c'est l'optimisation numérique des consignes de puissance réactive des GED.

La programmation de la première partie de l'OMD utilise simplement les fonctions de base du langage MATLAB : boucles, calcul vectoriel, gestion des entrées et sorties, etc. La programmation de la seconde partie utilise en plus des fonctions disponibles dans des bibliothèques supplémentaires. Les méthodes d'optimisation numérique SQP et point intérieur sont ainsi disponibles dans une bibliothèque de fonctions d'optimisation, appelée *Optimization Toolbox*. Cette bibliothèque est simple d'utilisation et permet de tester facilement différents algorithmes d'optimisation.

Le listing III.2 montre un exemple de code source simplifié dans le cas d'une optimisation des consignes des GED avec minimisation des pertes Joule et prise en compte des contraintes uniquement pour le plan de tension.

Listing III.2 – Exemple d'utilisation de la bibliothèque de fonction d'optimisation de MATLAB

```

% Fonction principale
2 function [ Consignes , Pertes , exitflag ] = Optim_SQP( [...] )

4 % Appel de la fonction d'optimisation de la bibliothèque MATLAB
  [ Consignes , Pertes , exitflag ] = fmincon( [...] ) ;
6

8 % Definition de la fonction objectif imbriquée
function Pertes = FonObj( Consignes )
10

   % Ecriture des consignes dans la matrice Bus
12 Bus(Indices_GED (:),7) = [...] ;

14 % Calcul des pertes Joule
  [ Bus , Pertes , Lignes ] = Loadflow_Optim( [...] ) ;
16
```

```

18  % Calcul des contraintes de tension
    function [ C, Ceq ] = FonCont(Consignes)
20
    % Ecriture des consignes dans la matrice Bus
22  Bus(Indices_GED(:,7)) = [... ]
24
    % Load Flow
    [ Bus ] = Loadflow_Optim( [... ] ) ;
26
    % Contraintes d'inegalite
28  C = ( TENSION_INF - Bus(:,2) ) .* ( TENSION_SUP - Bus(:,2) ) ;
30
    % Pas de contraintes d'egalites
    Ceq = [] ;

```

III.5.5 Amélioration des temps de calculs

Un des objectifs de la thèse est de développer une fonction de réglage de tension centralisée capable de fonctionner en temps réel. Autrement dit, le temps nécessaire à l'algorithme pour calculer une solution doit être inférieur à la périodicité d'exécution de la fonction. Dans le cadre de la thèse, la périodicité retenue est de 10 minutes. Cette période semble aujourd'hui réaliste, compte tenu du fonctionnement actuel des réseaux de distribution (évolution de la charge et de la production). Le temps de calcul d'une solution par l'OMD doit donc être inférieur à 10 minutes.

Pour les réseaux avec un grand nombre de nœuds, les tests menés avec les premiers prototypes d'OMD développés dépassent de plusieurs ordres de grandeur les 10 minutes. Il a donc été entrepris de réduire ce temps de calcul en recherchant dans un premier temps les parties d'algorithmes les plus chronophages, puis dans un second temps en élaborant des stratégies adaptées, sans toutefois dégrader la précision de l'algorithme.

III.5.5.1 Méthodes d'accélération du calcul de répartition de charges

L'étude détaillée des temps d'exécution des différentes sous fonctions de l'algorithme OMD révèle que le temps cumulé d'exécution de la fonction de calcul de répartition de charge représente plus de 90 % du temps d'exécution total de l'algorithme OMD. La fonction de calcul de répartition de charge est en effet appelée successivement un grand nombre de fois par l'algorithme d'optimisation numérique. L'optimisation du code de cette fonction de calcul de répartition de charge permet donc de réduire sensiblement le temps d'exécution total de l'algorithme de réglage de tension.

Une étude plus poussée de l'algorithme de calcul de répartition de charges montre que la phase occupant la majorité du temps d'exécution est l'inversion de la matrice jacobienne du réseau (c.f. méthode de Newton-Raphson au paragraphe III.4.4.3). C'est le point sensible, en termes de temps de calculs, de l'ensemble de la méthode OMD.

Deux solutions sont envisageables pour accélérer sensiblement cette inversion de matrice : l'utilisation de méthodes d'accélération des calculs pour matrices creuses et la réduction du nombre de nœuds du réseau.

Méthodes de calculs pour matrices creuses Le nombre de lignes et de colonnes de la matrice Y_{bus} et de la matrice jacobienne J est égal au nombre de nœuds du réseau. Pour les grands réseaux, le calcul de leur inverse peut être très long. Or, il est intéressant de

remarquer que ces deux matrices, de part leur construction, contiennent de nombreux zéros. Différentes méthodes existent donc pour tirer parti de ce fait. Ces méthodes permettent de diminuer l'espace mémoire à allouer pour le stockage de ces matrices et de réduire les temps de calculs là où elles interviennent. Ces méthodes sont fournies dans la librairie de base du langage MATLAB. Leur mise en œuvre est donc relativement aisée.

Le stockage de la matrice d'admittance Y_{bus} et de la matrice jacobienne, ainsi que la résolution du système d'équations linéaires (III.27) lors des calculs de répartition de charge utilisent donc les méthodes de calculs pour matrices creuses disponibles dans la librairie du langage MATLAB. Ces méthodes permettent un gain significatif en termes d'espace mémoire et de temps de calcul.

Réduction du réseau Pour un réseau composé de n nœuds, le temps de calculs nécessaire à l'exécution du calcul de répartition de charges est environ proportionnel à $n^{\ln(n)}$ soit supérieur à n^2 pour n supérieur à 7, ce qui est le cas de la totalité des réseaux étudiés. Les temps de calculs évoluent donc de manière exponentielle avec le nombre de nœuds des réseaux étudiés. Cette caractéristique est liée à l'inversion de la matrice jacobienne. Une réduction du nombre de nœuds traités dans les calculs de répartition de charge permet donc une diminution sensible du temps de calculs. Cette réduction du nombre de nœuds traités passe par la création de matrices de réseau réduites et leur matrice de correspondance associée permettant de passer d'une matrice réduite à la matrice complète correspondante.

La suppression d'un nœud entraîne une perte d'information et donc une diminution de la précision des calculs. Afin de bien séparer la partie simulation du réseau de la partie optimisation (l'OMD), les matrices complètes sont utilisées pour la simulation du réseau tandis que l'optimisation fait appel aux matrices réduites. Pour un pas de temps, l'algorithme de simulation effectue trois calculs de répartition de charge. Ce nombre est de plusieurs centaines pour l'algorithme d'optimisation.

La méthode de réduction choisie consiste à supprimer les nœuds ne comportant ni charge ni production, donc reliant uniquement deux lignes. Ces nœuds sont appelés nœuds *passifs*. Parmi les réseaux étudiés, la plupart comporte un nombre significatif de ce type de nœuds. Le gain en temps de calculs est donc très sensible, particulièrement pour les grands réseaux ($n \geq 100$).

La figure III.12 illustre les gains obtenus pour les temps de calculs de la fonction de calculs de répartition de charges pour plusieurs réseaux.

III.5.5.2 Méthodes d'accélération de la convergence

Le calcul de répartition de charge, tel qu'il est effectué lors de l'OMD, c'est-à-dire le calcul successif de la valeur de la fonction objectif (pertes Joule dans les lignes par exemple) et des contraintes dans le réseau (tension en chacun des nœuds) peut être assimilé à une fonction continue, dérivable et convexe des variables de décision continues (puissance réactive des GED).

Ce fait est illustré sur les figures III.13 et III.14. Pour un réseau de distribution donné, une variation de la puissance réactive d'une GED, tous les autres paramètres contrôlables du réseau étant fixés par ailleurs, entraîne une variation des pertes Joule dans les lignes. L'observation de la figure III.13 confirme que cette variation est bien l'image d'une fonction continue, dérivable et convexe. Par ailleurs, l'étude de la figure III.14 montre que la tension en un nœud proche de la GED est une fonction continue, dérivable, monotone et quasi linéaire de la puissance réactive de la GED. Ces observations peuvent être élargies à un nombre de GED supérieur à un, les propriétés des fonctions décrites restent identiques.

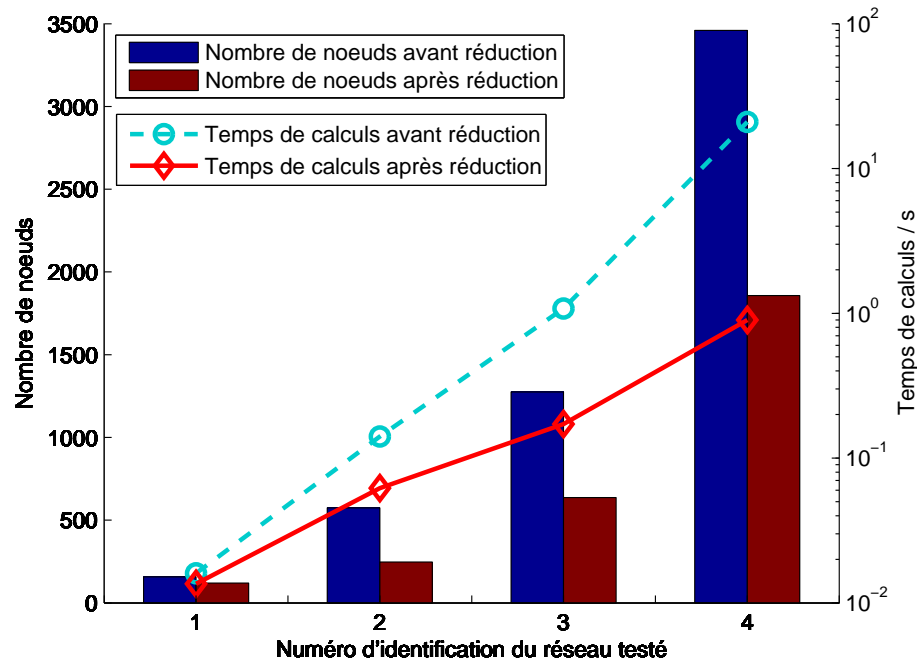


FIGURE III.12 – Application de la méthode de réduction de nœuds : conséquences sur le nombre de nœuds simulés et les temps calculs.

Ainsi, entre deux itérations, une faible variation des conditions initiales autour des conditions optimales calculées lors de la précédente itération ne devrait pas entraîner, à l'issue d'une nouvelle itération de l'OMD, une grande variation des valeurs optimales des variables de décision. Cette considération mathématique est illustrée par la figure III.15. Une légère variation de la charge du réseau, n'entraîne qu'un léger changement des consignes de puissance réactive.

Cette considération est, bien entendu, valable uniquement en l'absence de changement de prise d'un transformateur régulateur en charge et, dans une moindre mesure, d'un banc de condensateurs.

Pour accélérer la convergence, au début de chaque itération, c'est-à-dire avant chaque exécution de l'OMD, les variables de décision sont donc initialisées en prenant la valeur calculée lors de la précédente optimisation. Comparée à une initialisation à 0, cette méthode permet d'augmenter significativement la vitesse de convergence de l'algorithme d'optimisation de l'OMD en réduisant le nombre d'itérations nécessaire et donc de calculs de répartition de charges, pour atteindre la solution optimale.

Le même raisonnement peut être appliqué pour le calcul de répartition de charges. Entre deux calculs, si les paramètres tels que la charge ou la production sur le réseau varient peu, alors les résultats seront peu différents. La figure III.16 montre que cette considération reste vraie pour le calcul de répartition de charge. La tension en chacun des nœuds du réseau demeure proche de la tension obtenue suite à une légère variation de charge. Les variables de décisions restent ici constantes car seul le calcul de répartition de charge est considéré.

L'initialisation des variables à leur valeur calculée lors du dernier calcul de répartition de charges, permet de diminuer le nombre d'itérations nécessaire à la convergence du calcul de répartition de charges, comparativement à une initialisation à des valeurs par défaut (1 p.u. par exemple).

En pratique cette méthode permet de passer, dans le meilleur des cas, de 5 itérations à 2 itérations. Le calcul de répartition de charges étant exécuté un grand nombre de fois

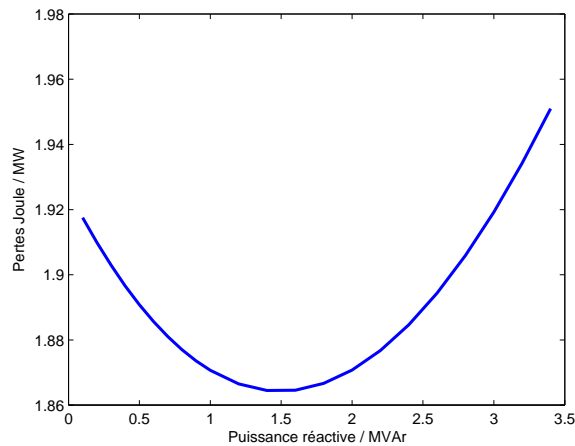


FIGURE III.13 – Pertes Joule dans le réseau en fonction d'une variation de puissance réactive d'une GED.

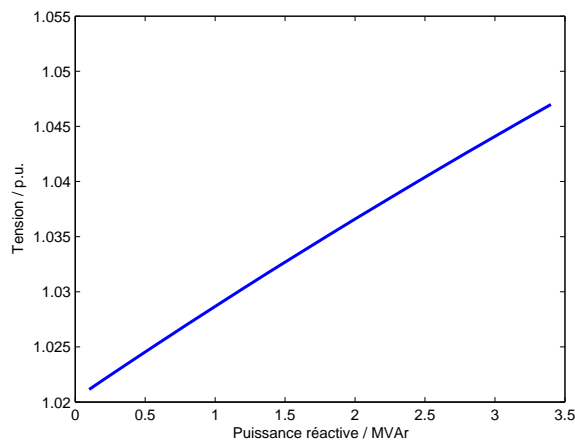


FIGURE III.14 – Tension en un nœud du réseau en fonction d'une variation de puissance réactive d'une GED.

au cours de l'OMD, ce gain de temps est finalement très significatif.

Ces deux méthodes d'accélération de la convergence, simples à mettre en œuvre, permettent donc de réduire les temps de calculs nécessaires à l'exécution de l'OMD.

III.5.5.3 Méthode de parallélisation des calculs

La dernière méthode⁸ mise en œuvre pour réduire les temps de calculs est basée sur la parallélisation des calculs survenant au cours de l'OMD. En effet, les lignes de la matrice d'états sont indépendantes les unes des autres. Chaque état du réseau représenté par ces lignes, est donc indépendant des autres états. Autrement dit, il est possible de paralléliser les optimisations numériques continues exécutées pour chacun de ces états.

Le langage MATLAB dispose d'une librairie appelée *Parallel Computing Toolbox*, qui permet une mise en œuvre de la parallélisation des calculs. Concernant l'OMD, la parallélisation des différentes optimisations continues a été mise en œuvre et testée sur un ordinateur numérique disposant d'un processeur à 4 cœurs. Au final, sur toute la durée des

8. Une autre méthode de réduction de temps de calculs est utilisée par O. Richardot dans ses travaux de thèse [12]. Cette méthode, basée sur les matrices de sensibilité, a été testée dans le cadre de la thèse mais n'a pas été retenue car les résultats obtenus ne sont pas concluants. La perte de précision dans les calculs est trop importante, des contraintes de tensions apparaissent.

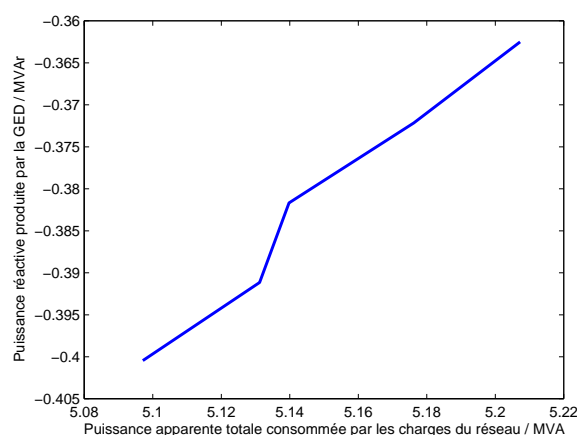


FIGURE III.15 – Consigne de puissance réactive d'une GED en fonction de la charge du réseau. La consigne de puissance réactive est calculée par l'algorithme d'optimisation (pas de variation des consignes des transformateurs réglés en charge et bancs de condensateurs).

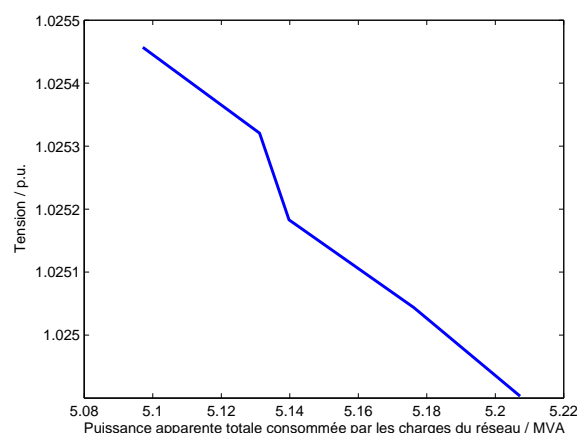


FIGURE III.16 – Tension en un nœud du réseau en fonction de la charge du réseau. Seul un calcul de répartition de charges est effectué entre deux variations de charge (pas d'optimisation).

simulations, les temps de calculs ont été divisés par un facteur compris entre 3 et 4, compte tenu des parties du code non parallélisables. Ce gain de temps est remarquable et montre que l'utilisation du calcul parallèle est essentielle, particulièrement pour les grands réseaux avec un grand nombre d'actionneurs. Le tableau III.1 montre pour un exemple complexe (7 transformateurs et 1 banc de condensateurs) les gains en temps de calculs obtenus avec la parallélisation des calculs.

Nombre de processus	1	2	4
Temps de calculs / s	20 500	12 100	5 900

TABLE III.1 – Temps de calculs avec et sans parallélisation obtenus pour un même ordinateur avec le réseau du projet FENIX (c.f. paragraphe V.3.2.1 pour connaître les hypothèses de simulation).

Cette dernière méthode démontre aussi que l'OMD est adapté à un usage temps réel de la méthode ceci malgré l'utilisation du langage MATLAB, langage de scripts de haut niveau, donc d'exécution plutôt lente. À terme, en phase d'industrialisation, avec un langage de programmation de bas niveau performant (C/C++ par exemple) et avec des calculateurs opérant en parallèle, la méthode OMD pourra certainement être utilisée en temps réel.

III.6 Illustration sur un cas d'étude simple

III.6.1 Objectif de l'étude

L'objectif de cette première étude est de valider le concept de l'OMD. L'efficacité théorique est ainsi testée avec un réseau et un scénario de simulation relativement simple. Cette validation de l'OMD permet aussi de vérifier la cohérence du fonctionnement de l'algorithme mis en œuvre dans l'environnement de simulation avec les résultats théoriques attendus.

III.6.2 Détail du cas d'étude

Le réseau de test sélectionné pour cette première validation de l'OMD est relativement basique. Sa topologie est donnée sur la figure III.17. Ce réseau est extrait de données de réseaux réels anonymes fournis par EDF R&D. Il comporte :

- 76 nœuds et 54 après réduction,
- 75 lignes et 53 après réduction,
- un poste source avec un transformateur régulateur en charge HTB/HTA de puissance nominale 20 MVA, possédant 17 prises avec une plage de variation de tension comprise entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u.,
- un banc de condensateurs avec un gradin, pour une puissance réactive égale à 2.1 MVar,
- une GED de puissance active égale à 0.92 MW.

Le réseau est exploité radialement. La tension nominale est de 20 kV. La tension au primaire du transformateur, côté réseau de transport, est de 63 kV. Le réseau de transport est lui-même modélisé par un nœud bilan et une ligne le reliant au primaire du transformateur régulateur en charge. La charge totale du réseau, respectivement active, réactive et apparente est égale à 5.2 MW, 2.6 MVar et 5.8 MVA, soit environ 30 % de la capacité nominale du transformateur régulateur en charge.

Le scénario de simulation est simple : un échelon de production de la GED, qui passe de 0.92 MW à 5.39 MW. Ces valeurs permettent de comparer une situation sans contrainte de tension à une situation où, dans le cas du réglage classique, apparaissent des surtensions au niveau de la GED. Le réglage de tension est exécuté une première fois à l'initialisation de la simulation, puis une seconde fois, après l'échelon de production de la GED. Les résultats obtenus sont comparés à un cas de référence. Ce cas de référence est obtenu pour une simulation sans algorithme de réglage de tension : seul l'automate du transformateur régulateur en charge est actif et la puissance réactive de la GED est nulle.

III.6.3 Premiers résultats de simulation

Les graphiques de la figure III.18 représentent, pour l'OMD et le réglage classique, la tension aux bornes de la GED et la puissance réactive produite par celle-ci en fonction du temps. Pour le réglage classique, la puissance réactive de la GED est égale à 0 puisqu'il n'y a pas de contrôle des GED. Dans le cas de l'OMD, la variation de puissance réactive de la GED montre que l'OMD adapte la consigne de puissance réactive en réaction de la variation de puissance active de la GED. Ce premier constat montre que l'algorithme calcule bien à chaque fois une solution nouvelle en réponse aux changements survenant sur le réseau.

Dans les deux graphiques de la figure III.18, les évolutions de la tension et de la puissance réactive peuvent être séparées en deux phases : avant et après l'échelon de puissance

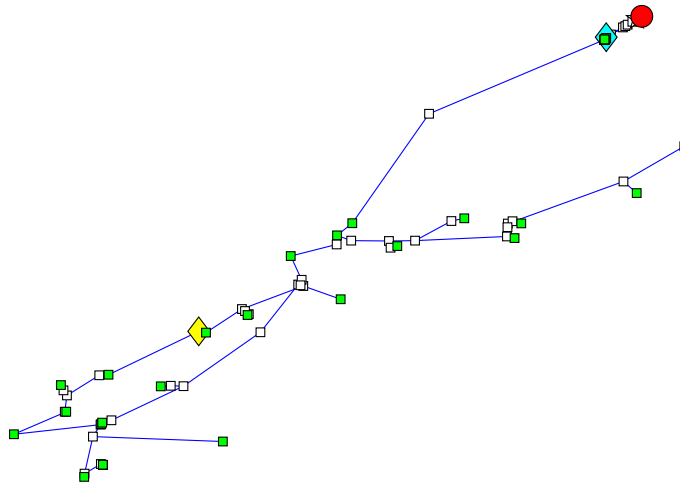


FIGURE III.17 – Illustration sur un cas d'étude simple : topologie du réseau simulé. Les carrés verts représentent les charges, le losange jaune la GED, le disque rouge le poste source et les carrés blancs les nœuds passifs, c'est-à-dire, sans charge et sans GED connectée. Le banc de condensateurs, représenté par une étoile, se confond avec le poste source. Le losange bleu représente le nœud bilan.

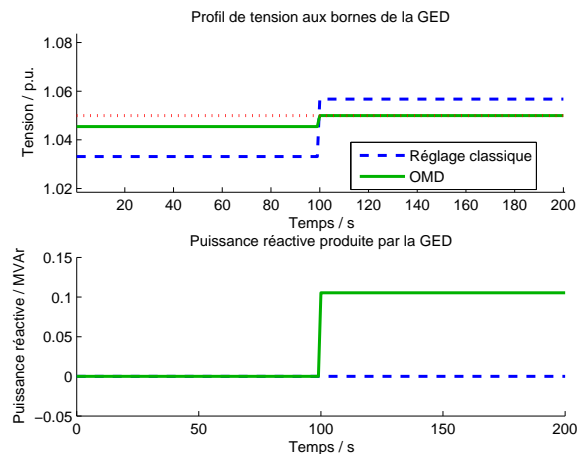


FIGURE III.18 – Illustration sur un cas d'étude simple : caractéristiques de la GED.

active de la GED. Entre l'instant initial et l'échelon, la puissance réactive de la GED est nulle, aussi bien dans le cas du réglage classique (pas de contrôle des GED) que dans le cas de l'OMD. Pour autant, les tensions aux bornes de la GED sont différentes, la tension obtenue avec l'OMD étant plus proche de la limite supérieure des 1.05 p.u.. La raison de cet écart est à rechercher dans l'évolution des prises du banc de condensateurs. En effet, l'observation de la figure III.19 montre que les prises sont différentes. L'OMD, à l'issue de ces différentes optimisations continues, a déterminé que l'utilisation de la prise unique du banc de condensateurs permet d'avoir un état plus optimal, c'est-à-dire un plan de tension plus élevé et donc des pertes Joule plus faibles. L'étude du graphique de la figure III.20, donnant l'évolution des pertes Joule avant l'échelon de puissance, confirme ce fait. De même que l'observation du graphique de la figure III.21 présentant le plan de tension du réseau avant l'échelon de puissance. Pour le transformateur régleur en charge, la courbe de la figure III.22 montre, qu'avant l'échelon de puissance, que se soit pour l'OMD ou le réglage classique, la prise est identique.

Pendant la première phase, l'algorithme de réglage de tension optimise donc bien le

plan de tension de manière plus efficace que le réglage classique tout en respectant les contraintes de tension.

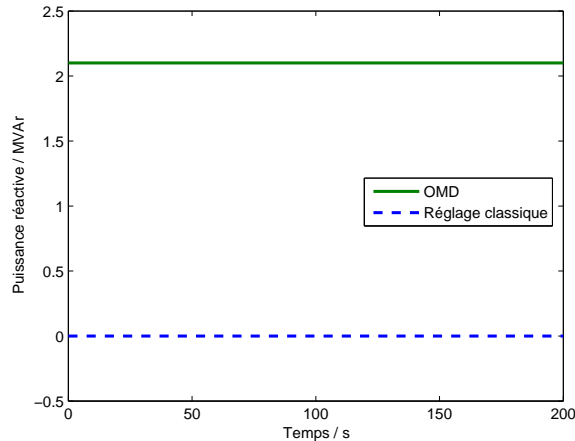


FIGURE III.19 – Illustration sur un cas d'étude simple : évolution des prises du banc de condensateurs.

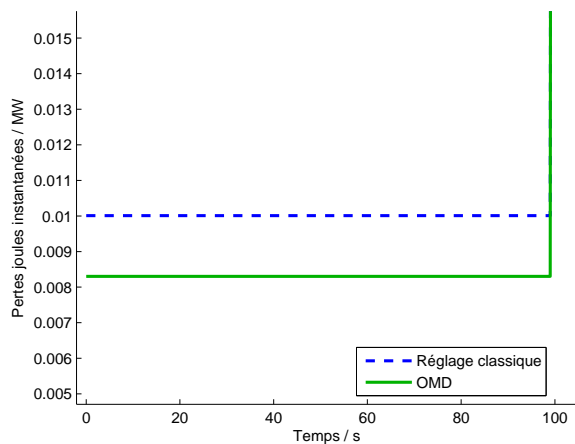


FIGURE III.20 – Illustration sur un cas d'étude simple : pertes Joule avant l'échelon de puissance.

Pendant la deuxième phase, l'échelon de puissance de la GED provoque l'apparition d'une surtension dans le cas du réglage classique (c.f. figure III.18). L'automate du régulateur en charge ne détecte pas cette surtension car elle se situe trop loin du poste source. Le graphique de la figure III.22 montre en effet que, dans le cas du réglage classique, le régulateur en charge ne change pas de prise.

Dans le cas de l'OMD, la tension aux bornes de la GED est modifiée suite à l'échelon de puissance mais celle-ci reste sous la limite maximale admissible (c.f. figure III.18). Ceci est dû à l'action de l'OMD. À l'issue des différentes optimisations continues pour chacune des configurations possibles du transformateur régulateur en charge et du banc de condensateurs, la solution optimale du point de vue des pertes Joule est une prise du transformateur inférieure (c.f. figure III.22) et une injection de puissance réactive de la GED pour maintenir localement le plan de tension proche des limites. L'OMD joue donc ici encore une fois très bien son rôle. Contrairement au cas du réglage classique, la tension est maintenue sur tout le réseau, comme le montre le graphique de la figure III.23.

L'observation du graphique de la figure III.24 montre par contre, qu'après l'échelon de puissance, les pertes Joule obtenues avec l'OMD sont légèrement supérieures à celles

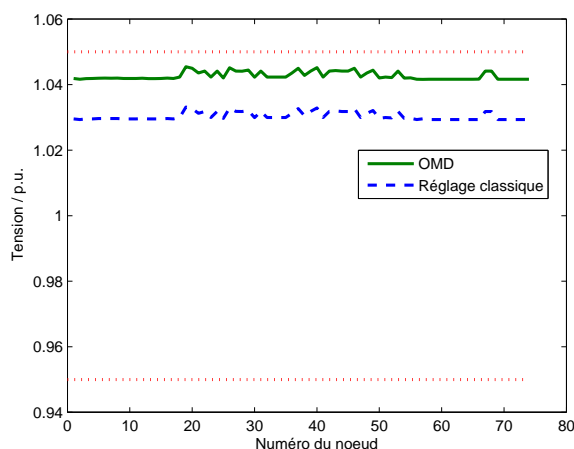


FIGURE III.21 – Illustration sur un cas d'étude simple : plan de tension avant l'échelon de puissance.

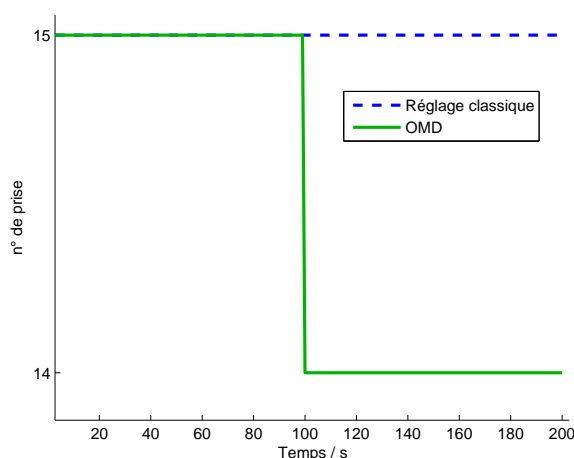


FIGURE III.22 – Illustration sur un cas d'étude simple : évolution des prises du transformateur.

obtenues avec le réglage classique. La raison est le plan de tension plus élevé dans le cas du réglage classique. Un plan de tension plus élevé permet en effet de diminuer les pertes Joule. Mais ce plan de tension dépasse les limites maximales admissibles.

Enfin, l'observation du graphique de la figure III.25 révèle que l'optimisation réalisée par l'OMD a pour conséquences, dans le cas présent, de diminuer le transit de puissance réactive descendante dans le transformateur demi-rame par rapport au cas du réglage classique. La puissance réactive appelée sur le réseau de transport par le réseau de distribution est donc moins importante. La chute de tension sur le réseau de transport est donc moins forte aux alentours du poste HTB/HTA. C'est donc une conséquence intéressante pour le gestionnaire du réseau de transport au moment du maximum de charge du réseau. À faible charge, cela peut représenter un inconvénient puisque le réseau de transport a un comportement capacitif.

Ces résultats montrent que pour un cas d'étude simple, l'OMD fonctionne bien. Les contraintes de tension sont maintenues dans les limites admissibles et les pertes Joule sont minimisées. Ce fonctionnement amène aussi des conséquences indirectes bénéfiques pour l'exploitation des réseaux de distribution et de transport. Ce cas d'étude simple permet une première validation de l'algorithme développé. Des études plus complètes sont cependant encore nécessaires pour valider complètement le concept.

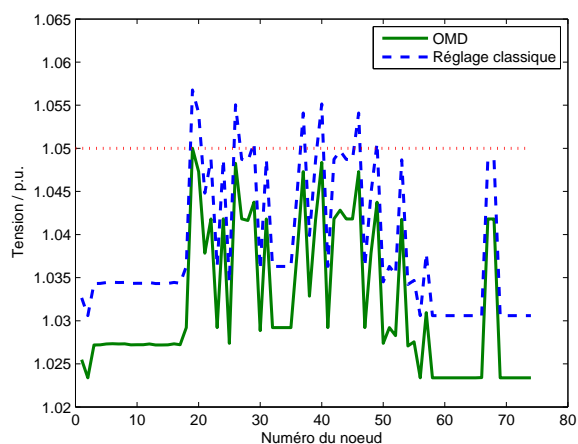


FIGURE III.23 – Illustration sur un cas d'étude simple : plan de tension après l'échelon de puissance.

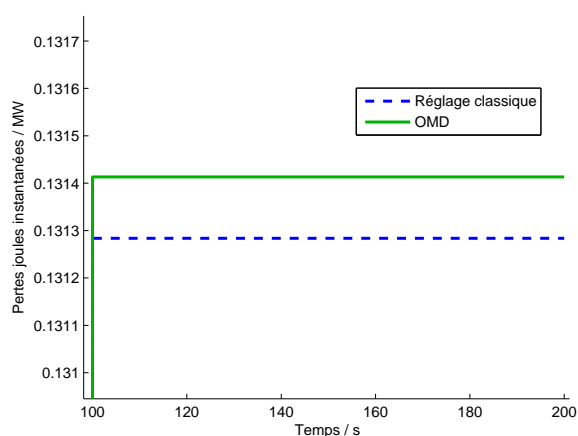


FIGURE III.24 – Illustration sur un cas d'étude simple : pertes Joule après l'échelon de puissance.

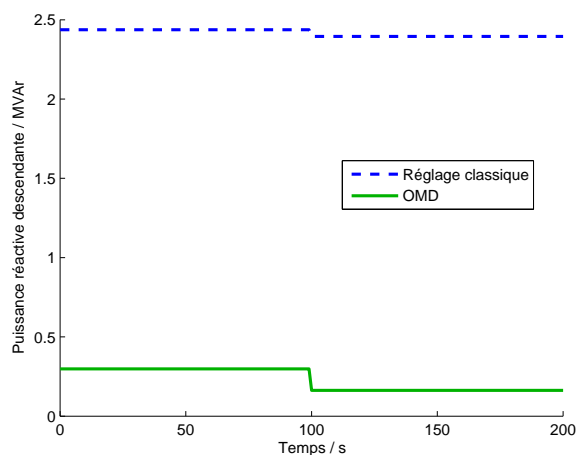


FIGURE III.25 – Illustration sur un cas d'étude simple : transit de puissance réactive dans le transformateur.

III.7 Conclusions

La gestion mutualisée des GED, des transformateurs régleurs en charge et des bancs de condensateurs, apparaît ici comme une solution intéressante pour optimiser l'exploitation

des réseaux de distribution. Dans cette approche, les GED font partie entière du système de régulation et l'utilisation des organes de réglages classiques se fait en prenant en compte la totalité du réseau de distribution contrôlé et non plus seulement le poste source.

L'algorithme développé, l'optimisation mixte découplée, se base sur une gestion centralisée des actionneurs du réglage de tension. Il est basé sur des méthodes d'optimisation numériques continues, découplées de la gestion des variables discrètes. Associé à des méthodes d'accélération de calculs et de convergence, il semble offrir des performances lui permettant d'être utilisé en temps réel. L'objectif principal de cet algorithme est la minimisation des pertes Joule dans les lignes, mais, de part sa conception modulaire, tout comme l'environnement de simulation développé, il est possible de lui ajouter d'autres objectifs.

Le cas d'étude simple traité dans le présent chapitre permet de vérifier le bon fonctionnement de l'OMD. L'objet du chapitre IV est de valider l'algorithme en testant notamment ses limites et sa robustesse sur des cas d'étude plus complexes.

Chapitre IV

Validation de l'Optimisation Mixte Découplée

SOMMAIRE

IV.1	Introduction	96
IV.2	Comparaison des méthodes d'optimisation numérique : SQP et Point Intérieur . .	96
IV.2.1	Réponse à une variation de puissance active d'une GED	97
IV.2.2	Réponse à une variation de la charge du réseau	97
IV.2.3	Conclusions	100
IV.3	Comparaison avec le réglage classique de tension	104
IV.3.1	Hypothèses et scénario de simulation	104
IV.3.2	Analyse des résultats	106
IV.3.3	Conclusions	109
IV.4	Comparaison des fonctions objectifs	110
IV.4.1	Hypothèses et scénario de simulation	110
IV.4.2	Analyse des résultats	110
IV.4.3	Conclusions	112
IV.5	Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau de distribution	113
IV.5.1	Hypothèses de simulation	114
IV.5.2	Évaluation simple de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau	114
IV.5.3	Étude mixte de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tirages aléatoires	116
IV.5.4	Conclusions	118
IV.6	Conclusions : synthèse des études de validation de l'OMD	118

IV.1 Introduction

Les phases de définition et de développement de l'algorithme de réglage optimal de tension ont été présentées dans le chapitre III. Les différents aspects de la création de l'algorithme ont été passés en revue, depuis le choix du type d'optimisation jusqu'à la réalisation logicielle. L'algorithme développé a été testé avec succès avec un cas de simulation basique permettant une première validation simple du concept de réglage optimal de tension.

Cette première série de simulation n'est cependant pas suffisante pour permettre de conclure sur l'efficacité de l'algorithme. L'objet du chapitre IV est donc de valider les hypothèses prises dans le chapitre précédent en testant l'algorithme développé sur des scénarios de simulation plus complexes, mais aussi d'identifier et d'évaluer les bénéfices potentiels du réglage optimal de la tension.

La première partie porte donc sur la comparaison des deux méthodes d'optimisation numérique disponibles et constituant le cœur de l'algorithme développé. La deuxième partie présente les résultats d'une comparaison complète entre le réglage de tension développé et le réglage classique de tension. La troisième partie insiste sur la comparaison entre deux fonctions objectif possibles pour l'algorithme. Enfin, la quatrième et dernière partie de ce chapitre présente les résultats d'une étude de l'influence du réglage optimal de tension sur la capacité d'accueil des réseaux de distribution.

IV.2 Comparaison des méthodes d'optimisation numérique : SQP et Point Intérieur

Le cœur de la méthode OMD est constitué d'un algorithme d'optimisation continue. Cet algorithme peut utiliser, suivant le choix de l'utilisateur, deux méthodes d'optimisation continue : la programmation séquentielle quadratique ou la méthode du point intérieur (c.f. paragraphe III.4.2). En théorie, ces deux méthodes devraient donner des résultats identiques. En pratique, des problèmes de convergence et des approximations lors des calculs intermédiaires peuvent induire des différences entre les résultats calculés. L'objet de ce paragraphe est donc de comparer les performances de l'algorithme pour chaque méthode d'optimisation numérique. Les conclusions permettront de sélectionner la méthode la plus adaptée au problème du réglage de tension.

Les hypothèses générales concernant le réseau utilisé, sa topologie et les charges sont identiques à celles prises lors du cas d'étude simple (c.f. section III.6). Pour mémoire, le réseau comporte :

- 76 nœuds et 54 après réduction,
- 75 lignes et 53 après réduction,
- un poste source avec un transformateur régleur en charge HTB/HTA de puissance nominale 20 MVA, possédant 17 prises avec une plage de variation de tension comprise entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u.,
- un banc de condensateurs avec un gradin, pour une puissance réactive égale à 2.1 MVar.

Deux séries de simulations sont effectuées : une variation de puissance active d'une GED et une variation de la charge du réseau. Les résultats obtenus avec les deux méthodes d'optimisation sont comparés pour chaque série de simulation.

IV.2.1 Réponse à une variation de puissance active d'une GED

Pour cette première série de simulation, une seule GED de 0.92 MW est considérée. L'emplacement de cette GED est donné sur la figure III.17. Le scénario retenu est une variation instantanée de puissance active de la GED : au bout de 100 s, la puissance de la GED passe de 0.92 MW à 5.39 MW.

Les pertes Joule représentées sur les graphiques de la figure IV.1, révèlent que les deux méthodes d'optimisation donnent des résultats proches en termes de minimisation des fonctions objectif. Les pertes calculées par la méthode SQP sont légèrement inférieures à celles calculées avec la méthode du point intérieur. La différence est de l'ordre de grandeur du pourcent. Cette différence ne s'observe que pour des pertes Joule faibles. Pour des valeurs de pertes plus importantes, c'est-à-dire après la variation de puissance active de la GED, l'écart est quasi nul. Du point de vue de la minimisation de la fonction objectif, les deux méthodes donnent donc des résultats relativement équivalents, avec un léger avantage pour la méthode SQP.

La figure IV.2 donne l'évolution des tensions maximales et minimales sur le réseau au cours de la simulation. Cette figure montre que, dans les deux cas les contraintes, de tension sont respectées durant toute la durée de la simulation. Par contre, les tensions, bien que toutes deux comprises entre les limites réglementaires, n'ont pas les mêmes évolutions. Avant la variation de puissance active de la GED, les tensions obtenues avec la méthode du point intérieur sont plus basses que celles obtenues avec la méthode SQP. Cet écart observé en début de simulation, explique la différence entre les niveaux de pertes Joule, .

La raison de cette différence est à chercher dans l'évolution des valeurs des variables de décision. En effet, avant la variation de puissance active de la GED, les prises des transformateurs sont différentes. Dans le cas de l'utilisation de l'algorithme SQP le transformateur est sur la prise numéro 15, tandis que dans le cas de la méthode du point intérieur, la prise enclenchée est la numéro 14 (c.f. figure IV.3). La tension du réseau, dans le deuxième cas est donc plus basse et les pertes, par conséquent, plus élevées. À l'issue de la variation de puissance de la GED, dans le cas de l'algorithme SQP le transformateur descend d'une prise pour retrouver celle calculée avec l'algorithme du point intérieur. La participation de la GED au réglage de tension est par contre plus importante dans le cas de l'algorithme SQP (c.f. figure IV.4). La GED produit plus de puissance réactive. La tension est donc localement plus proche de la limite maximale et les pertes Joule moins élevées. La différence observée est cependant faible, tant au niveau de la tension, qu'au niveau des pertes Joule.

Les transits de puissance réactive dans le poste source diffèrent suivant l'algorithme utilisé. Ils sont plus faibles avec l'algorithme SQP, du fait de la plus grande participation de la GED au réglage de tension. La puissance réactive consommée par les charges est produite localement par la GED (c.f. figure IV.5).

Cette première comparaison entre la méthode d'optimisation SQP et celle du point intérieur, montre que l'algorithme SQP permet une meilleure minimisation des pertes Joule et une plus grande participation des GED au réglage de tension. La gestion des variables de décision est donc différente mais les écarts observés pour les valeurs des fonctions objectif sont, cependant, assez faibles et peuvent donc être négligés.

IV.2.2 Réponse à une variation de la charge du réseau

L'objet de cette deuxième partie est d'étudier les différentes réponses obtenues avec les deux méthodes d'optimisation suite à une variation de charge sur le réseau. Cette variation de charge est graduelle. Elle est donnée dans la figure IV.6. Le réseau ne comporte toujours qu'une seule GED. La puissance de celle-ci est constante et fixée à 5.39 MW.

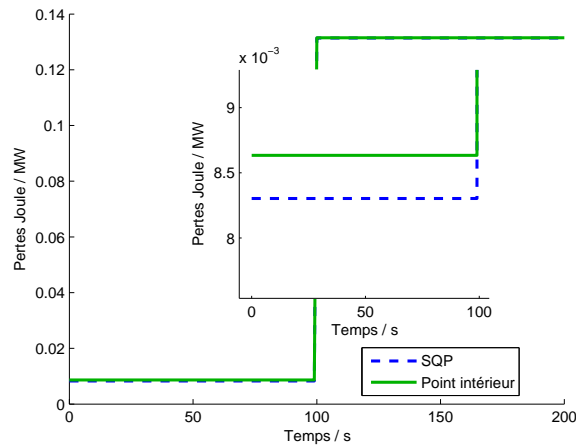


FIGURE IV.1 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de puissance active d'une GED : pertes Joule. Le graphique intérieur est un zoom du début de la courbe.

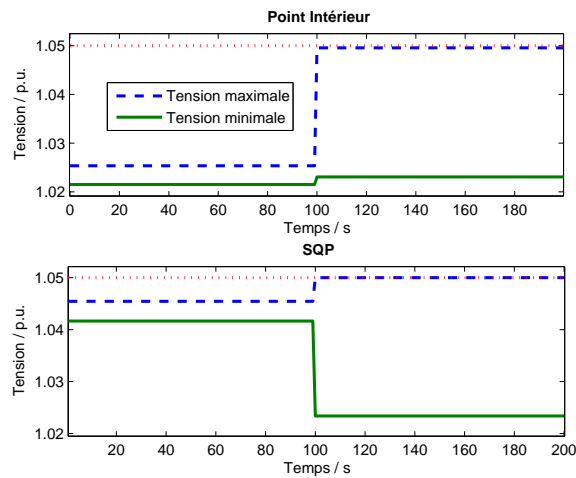


FIGURE IV.2 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de puissance active d'une GED : tensions maximales et minimales du réseau. Les nœuds où sont mesurées les tensions peuvent changer au cours de la simulation.

La figure IV.7 donne l'évolution des pertes Joule dans les lignes du réseau pour les deux méthodes d'optimisation. Tout au long de la simulation, les niveaux de pertes sont quasiment égaux, à l'exception du dernier tiers de la simulation. Cette différence s'explique par un changement de prise du transformateur plus précoce (10 000 s) dans le cas de l'algorithme SQP (c.f. figure IV.8). L'algorithme du point intérieur retrouve le même niveau de pertes plus tard (12 000 s), dès que la prise du transformateur devient identique à celle calculée avec la méthode SQP. La conséquence de ce changement plus tardif, est le maintien d'une tension plus basse plus longtemps et donc d'un niveau de pertes plus élevé (c.f. figure IV.9).

Au niveau de la GED, cette différence de prise des transformateurs régleurs en charge, s'observe sur la figure IV.10 donnant l'évolution de la puissance réactive au cours du temps. Le passage à une prise supérieure, dans le cas d'algorithme SQP, impose à la GED d'absorber de la puissance réactive pour éviter l'apparition d'une surtension locale. Par la suite, l'augmentation de la charge du réseau abaisse la tension et oblige donc la GED à diminuer son absorption puis à produire de la puissance réactive.

Pour la méthode du point intérieur, le régleur en charge changeant de prise plus tard,

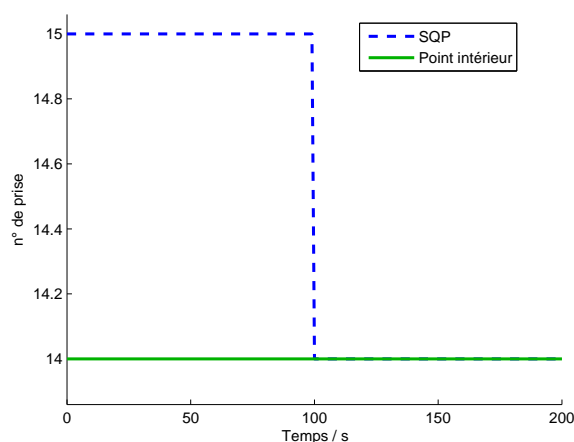


FIGURE IV.3 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : évolutions des prises du transformateur.

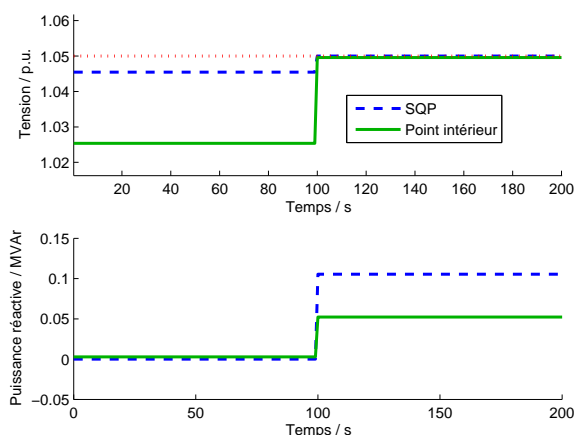


FIGURE IV.4 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de puissance active d'une GED : caractéristiques de la GED.

la GED continue à produire de la puissance réactive pour maintenir la tension au niveau le plus élevé possible. À l'issue du changement de prise, la production de puissance réactive de la GED diminue pour retrouver un niveau proche de celui constaté avec la méthode SQP.

Il est intéressant de remarquer que tandis que la tension aux bornes de la GED chute progressivement, la production de puissance réactive augmente mais, pas suffisamment pour maintenir la tension en butée haute, et ce bien que la GED n'ait pas atteint son maximum de production de puissance réactive. Ceci se comprend en considérant l'équation (II.4) donnée au chapitre II. Les pertes Joule dépendent non seulement de la tension du réseau mais aussi du transit de puissance réactive dans le réseau. Par conséquent, l'algorithme calcule une solution qui constitue un compromis entre l'augmentation du plan de tension et la diminution des transits de puissance réactive.

Ces observations sur la puissance réactive sont cohérentes avec l'évolution des transits de puissance réactive dans le poste source (c.f. figure IV.11). Dans le cas de l'algorithme SQP, la consommation temporaire de puissance réactive par la GED génère un transit supplémentaire dans le poste source.

Cette deuxième étude montre encore une fois qu'il existe des différences entre les deux algorithmes. Ces différences sont toutefois assez faibles au regard des valeurs des fonctions

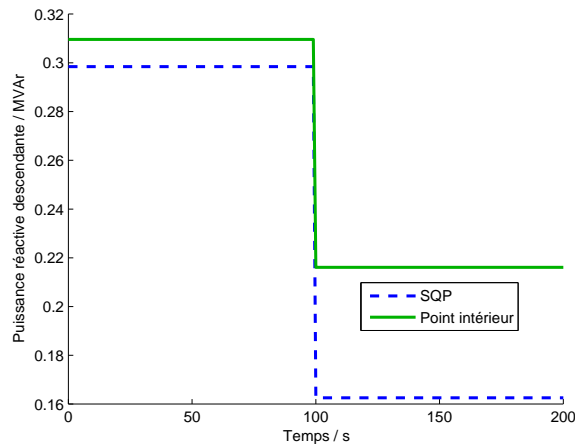


FIGURE IV.5 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de puissance active d'une GED : transit de puissance réactive dans le transformateur.

objectif.

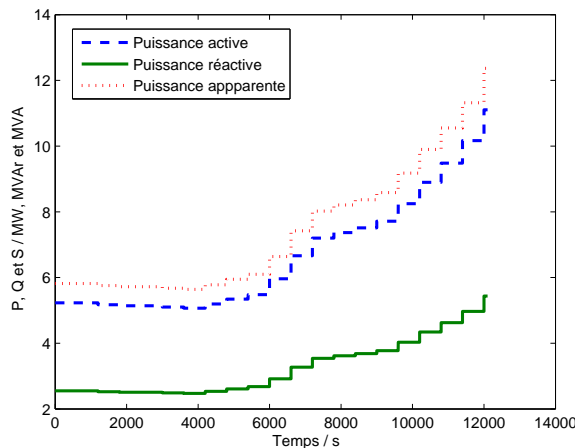


FIGURE IV.6 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de la charge du réseau : charge du réseau en fonction du temps.

IV.2.3 Conclusions

Les deux séries de simulations entreprises montrent que les deux méthodes d'optimisation peuvent donner des résultats différents pour un même cas de simulation. Toutes deux calculent des solutions pour lesquelles les contraintes sont respectées mais pour lesquelles les valeurs des fonctions objectif ne sont pas égales. Ces valeurs sont cependant numériquement proches. Il est alors intéressant de remarquer qu'elle sont parfois obtenues avec des valeurs de variables de décision différentes. Ceci montre que mathématiquement, des solutions proches, c'est-à-dire des valeurs de fonction objectif proches, peuvent exister, mais ces solutions sont calculées pour des valeurs de variables de décision différentes. La fonction du réglage de tension n'est donc pas convexe¹. Le transformateur régleur en charge et, dans une moindre mesure, les bancs de capacité sont la cause de cette non convexité.

1. La fonction objectif qui calcule les pertes Joule en fonction seulement des GED, est, elle, par contre, une fonction convexe (c.f. le paragraphe III.5.5.2).

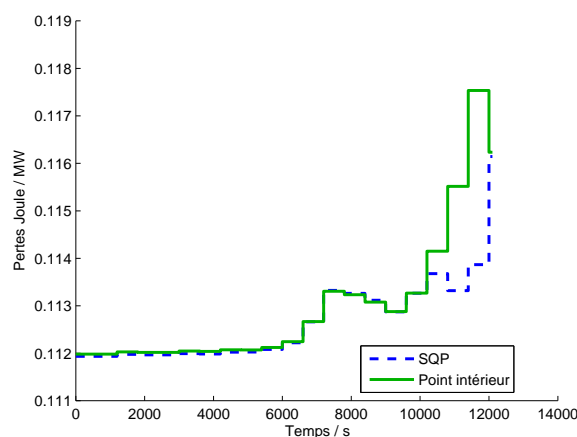


FIGURE IV.7 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : pertes Joule.

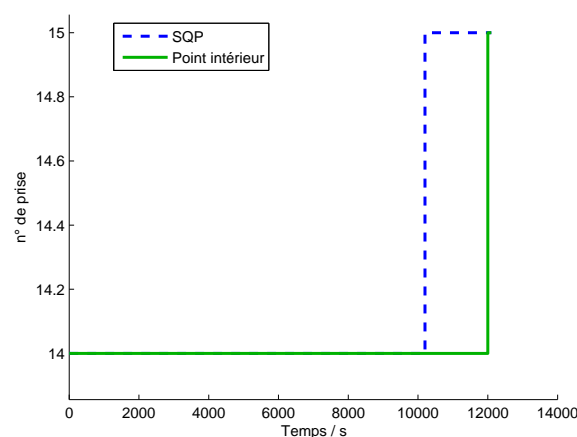


FIGURE IV.8 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique ; réponse à une variation de la charge du réseau : évolutions des prises du transformateur.

En l'état, il est donc difficile de départager les deux algorithmes car les résultats obtenus sont relativement proches. Cependant, un dernier paramètre n'a pas été pris en compte. Il s'agit du temps de calcul des algorithmes. Dans la seconde étude détaillée dans le paragraphe précédent, le temps de simulation total obtenu avec l'algorithme du point intérieur est de 13.1s. Ce temps est de 2.6s avec l'algorithme SQP. Ces valeurs correspondent au temps total de chaque simulation et donc, prennent en compte des procédures (initialisation, traitement des données...) qui ne sont pas incluses dans les procédures d'optimisation. Cependant, ces procédures sont communes aux deux simulations. Le rapport des deux temps de calculs permet donc de connaître le rapport des temps d'exécution des deux algorithmes d'optimisation. Ce rapport est donc d'environ 5. Pour le problème du réglage de tension, l'algorithme SQP est donc plus rapide que l'algorithme du point intérieur.

Cette supériorité de l'algorithme SQP devant l'algorithme de point intérieur est due au fait que la fonction qui calcule les pertes Joule est une fonction quadratique : les pertes Joule sont proportionnelles au carré du courant. Or, le principe de l'algorithme SQP est de résoudre une succession de sous-problèmes quadratiques (c.f. paragraphe III.4.2.1). La fonction objectif étant elle-même quadratique, l'algorithme SQP est particulièrement efficace. Dans le cas où cette fonction objectif ne serait plus quadratique, il pourrait être

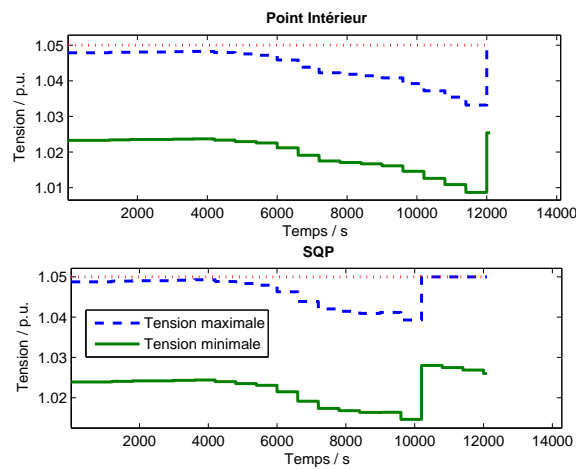


FIGURE IV.9 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de la charge du réseau : tensions maximales et minimales du réseau.

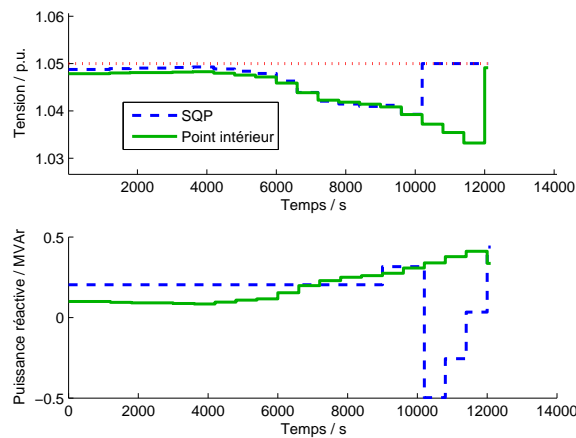


FIGURE IV.10 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de la charge du réseau : caractéristiques de la GED.

intéressant de comparer à nouveau les résultats obtenus avec les deux types d'algorithmes d'optimisation.

Dans la suite des études, du fait de sa plus grande rapidité de calcul, la méthode SQP est donc la méthode d'optimisation retenue pour l'algorithme d'optimisation mixte découplée.

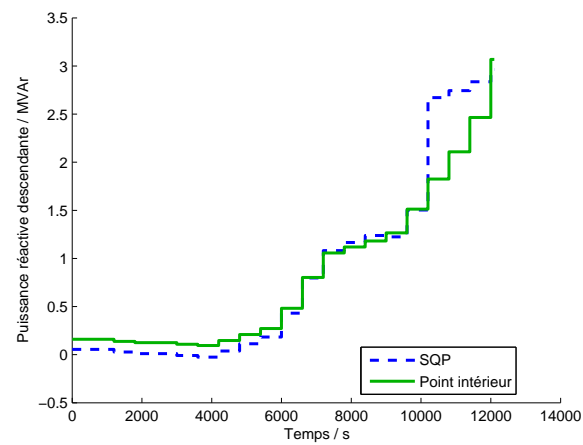


FIGURE IV.11 – Comparaison des méthodes d'optimisation numérique; réponse à une variation de la charge du réseau : transit de puissance réactive dans le transformateur.

IV.3 Comparaison avec le réglage classique de tension

L'objectif de cette étude est de confronter les résultats obtenus avec l'OMD, à ceux obtenus avec le réglage classique de tension. Cette étude est plus complète que celle menée à la fin du chapitre III. Elle permet de tester l'OMD sur un cas plus proche de la réalité des réseaux de distribution, donc plus complexe. Le réglage de tension appelé *réglage de tension classique*, constitue en l'action des transformateurs régleurs en charge et des bancs de capacité, sans coordination et sans participation des GED, à partir de mesures locales aux bornes des dispositifs uniquement. Le fonctionnement du réglage classique est rappelé dans le paragraphe II.3.2.

IV.3.1 Hypothèses et scénario de simulation

Le réseau utilisé pour la comparaison est extrait d'un réseau de distribution réel fourni par EDF R&D. Le réseau est constitué au total de quatre postes sources possédant chacun deux transformateurs demi-rame. Chaque transformateur demi-rame est connecté à un certain nombre de départs. Ces départs sont tous radiaux. Par conséquent, les transformateurs demi-rames et les départs attenants sont, du point de vue du réglage de tension, indépendants. Il n'est donc pas nécessaire de simuler l'ensemble entier et, par conséquent, seul un transformateur demi-rame et les départs associés sont considérés dans cette étude.

La topologie du réseau est présentée sur la figure IV.12. C'est un réseau semi-rural, avec deux départs de type urbain (forte densité géographique de charges) et trois départs de type rural (faible densité géographique de charges).

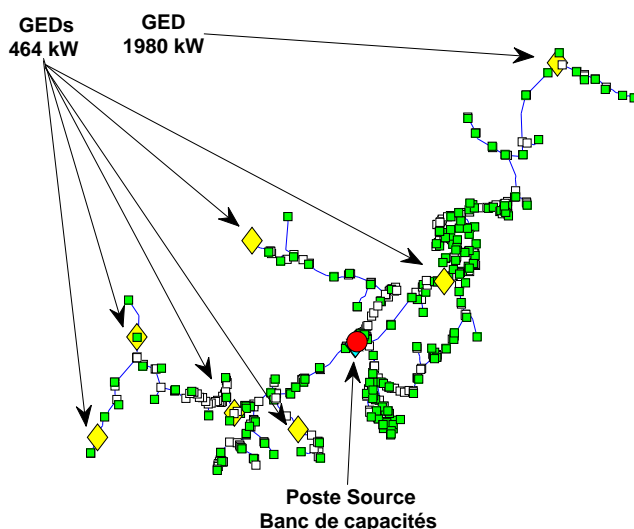


FIGURE IV.12 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : topologie du réseau simulé. Les carrés verts représentent les charges, le losange jaune la GED, le disque rouge le poste source et les carrés blancs les nœuds passifs, c'est-à-dire, sans charge et sans GED connectée. Le banc de condensateurs, représenté par une étoile, se confond avec le poste source.

Le réseau comporte :

- 576 nœuds et 348 après réduction,
- 575 lignes et 347 après réduction,
- 1 poste source avec 1 transformateur régleur en charge HTB/HTA de puissance nominale 20 MVA, possédant 17 prises avec une plage de variation de tension comprise

entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u.,

- 1 banc de condensateurs avec 1 gradin, pour une puissance réactive égale à 1.2 MVar, connecté au poste source,
- 7 GED dont 6 de puissance active égale à 464 kW et une de puissance active égale à 1 980 kW.

Parmi les 6 GED de puissance équivalente, 3 sont situées à proximité d'une extrémité de départ. Les 3 autres sont connectées en milieu ou en début de départ. La GED la plus puissante est connectée à l'extrémité d'un départ. Un départ ne contient pas de GED.

Cette disposition permet de pouvoir étudier les diverses configurations possibles concernant l'emplacement des GED sur les réseaux de distribution : par exemple, une GED puissante en extrémité de départ et un départ sans GED. Les résultats d'une étude plus avancée sur l'influence de la position et de la puissance des GED est donnée dans le paragraphe IV.5.3. La puissance distribuée installée sur le réseau est au totale de 5 MVA, soit 20 % de la puissance du transformateur.

La charge totale maximale du réseau est de 11,96 MVA. Les charges sont réparties de façon homogène en trois catégories : résidentielle, tertiaire et industrielle. Chacune de ses catégories possède une courbe de charge différente, évoluant d'un niveau de faible de consommation à un niveau de forte consommation. Cette évolution correspond à une évolution réelle des trois types de charge entre 4 h et 9 h. Dans les résultats présentés ci-après, l'instant 0 s correspondra donc à 4 h et l'instant 18 000 s à 9 h. L'évolution de la charge du réseau est représentée sur la figure IV.13. La période d'échantillonnage est de 10 min, soit 600 s.

Les contraintes considérées dans l'algorithme OMD sont uniquement les contraintes de tension. Les contraintes thermiques seront supposées respectées. De même, dans le cadre de cette étude comparative, afin de faciliter l'interprétation des résultats, le seul objectif pris en compte est la minimisation des pertes Joule dans les lignes. La minimisation des pertes ferromagnétiques dans les postes HTA/BT est un objectif contradictoire avec la minimisation des pertes Joule dans les lignes et dans les postes HTA/BT. L'influence de la prise en compte des pertes ferromagnétiques et des pertes Joule dans les postes HTA/BT sur les performances de l'OMD est étudiée dans le paragraphe IV.4.

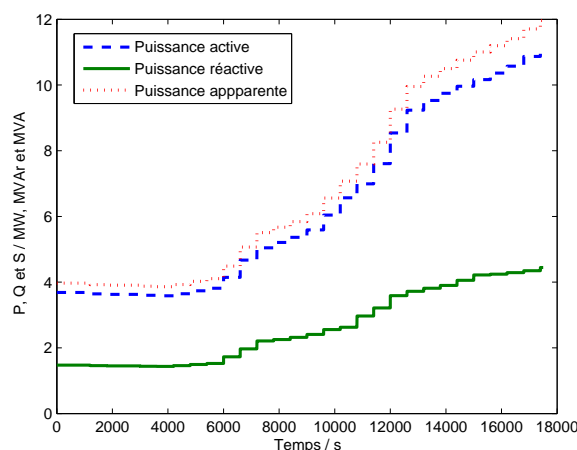


FIGURE IV.13 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution de la charge du réseau au cours du temps.

IV.3.2 Analyse des résultats

Les graphiques de la figure IV.14 donnent l'évolution des tensions minimales et maximales au cours du temps. Pour une charge du réseau faible, c'est-à-dire entre 0 et 6 500 s, la puissance distribuée installée est supérieure à la puissance consommée par les charges du réseau. La tension maximale du réseau est, pendant cette période, supérieure à la limite supérieure autorisée. Or, l'observation du schéma de gauche de la figure IV.15, montre que les valeurs de la tension au poste source et aux nœuds alentours sont comprises entre les limites autorisées. Les nœuds en surtensions, sont les nœuds proches de la GED de 1 980 kW située en bout de ligne. L'automate du transformateur régleur en charge ne perçoit pas cette surtension en bout de départ, car la mesure de tension est locale, au niveau du jeu de barres HTA du poste source. C'est une des principales limites du réglage classique de la tension rappelées dans le paragraphe II.3.2.

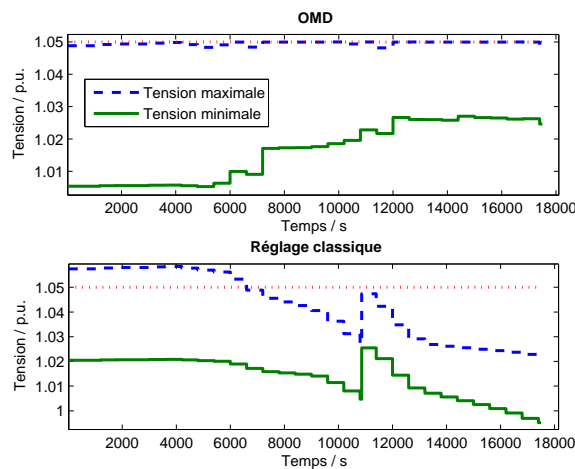


FIGURE IV.14 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : tensions maximales et minimales du réseau.

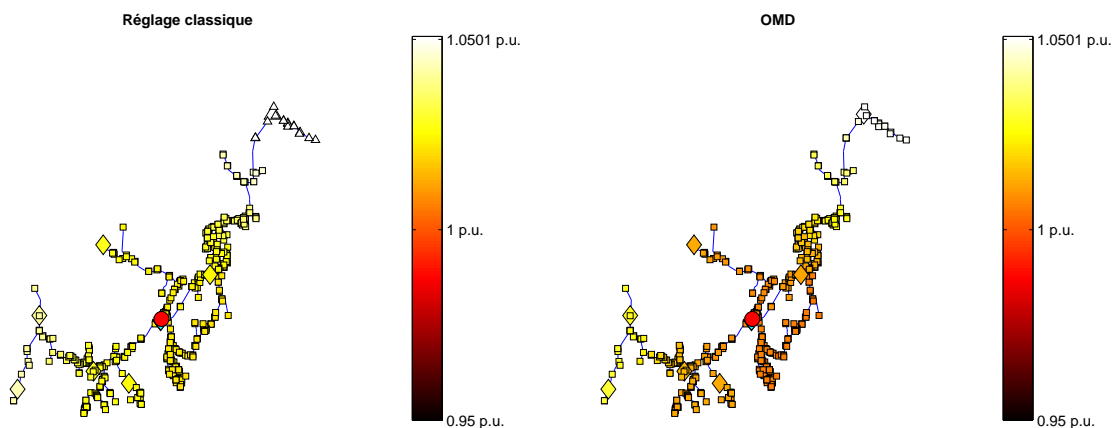


FIGURE IV.15 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : plan de tension du réseau obtenu avec le réglage classique (à gauche) et avec l'OMD (à droite), à l'instant $t = 4\,000$ s.

Au delà de 6 500 s, la charge du réseau commence à augmenter significativement. De plus en plus de puissance produite par les GED est consommée localement par les charges. Le plan de tension sur le réseau s'abaisse, la valeur maximale, aux bornes de la GED de 1 980 kW, repasse alors sous la limite maximale autorisée. Lorsque la tension au niveau du

poste source passe sous un seuil prédéfini, l'automate du transformateur régleur en charge ordonne un changement de prises vers la prise supérieure pour relever la tension. Cette action est bien visible sur la courbe de la figure IV.14. Un incrément de tension d'environ 0.2 p.u. est visible aux environs de 11 000 s. Par la suite, à mesure que la charge du réseau continue d'augmenter, la tension du réseau décroît de nouveau.

Dans le cas de l'OMD, l'évolution des courbes de tension minimales et maximales est différente. Ainsi, à tout instant, les tensions sont gardées entre les limites autorisées. En particulier, la tension maximale est maintenue proche de la limite supérieure. Il s'agit de la tension aux bornes de la GED de 1 980 kW. Cette stratégie, qui correspond à la solution mathématiquement optimale, permet de respecter les contraintes de l'optimisation (plan de tension entre les limites) et de minimiser les pertes Joule.

La minimisation des pertes est visible sur le graphique de la figure IV.16. Dans un premier temps, les pertes obtenues avec l'OMD sont à peu près égales à celles obtenues avec le réglage classique, mais l'OMD empêche l'apparition de contraintes de tension. Par la suite, alors que dans le cas du réglage classique la tension retourne dans les limites autorisées, les pertes obtenues avec l'OMD sont plus basses que celles obtenues avec le réglage classique. L'optimisation des pertes Joule dans les lignes est donc bien réalisée, ainsi que le respect des contraintes de tension.

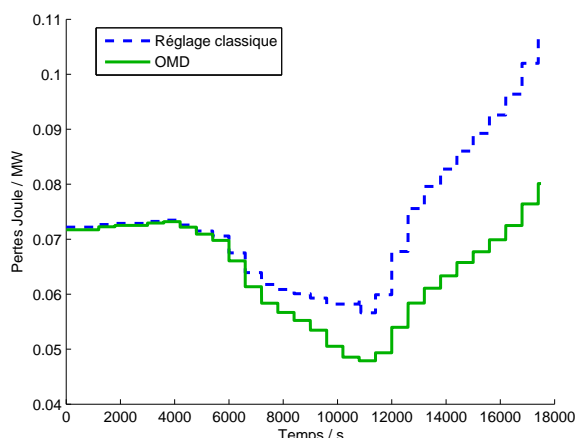


FIGURE IV.16 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : pertes Joule.

La forme générale de la courbe des pertes Joule, qu'elle soit obtenue avec le réglage classique ou avec l'OMD, est caractéristique de la présence de GED sur le réseau. La première partie de la courbe, jusqu'à 4 000 s environ, correspond à une légère diminution de la charge du réseau. La puissance produite par les GED est de moins en moins consommée, les transits de puissance augmentent sur le réseau et par conséquent les pertes Joule dans les lignes et les câbles. Au-delà de 4 000 s, la charge du réseau augmente, les transits de puissance diminuent et les pertes Joule décroissent. La valeur minimale correspond en théorie au niveau d'équilibre entre production dispersée et charge du réseau. En pratique, ces valeurs sont différentes car elles dépendent de la position et de la puissance respective des GED et des charges, car la compensation entre départs différents est un processus plus complexe. Au delà de cette valeur, les transits de puissance augmentent et donc les pertes croissent de nouveau.

L'action de l'algorithme OMD s'observe en particulier sur le graphique de la figure IV.17. La GED produit de la puissance réactive pour maintenir la tension à ses bornes la plus proche possible de la limite supérieure. À mesure que la charge du réseau augmente, la GED doit produire de plus en plus de puissance réactive pour palier à la baisse du plan

de tension du réseau. Dans le cas du réglage classique, la tension aux bornes de la GED n'est pas régulée.

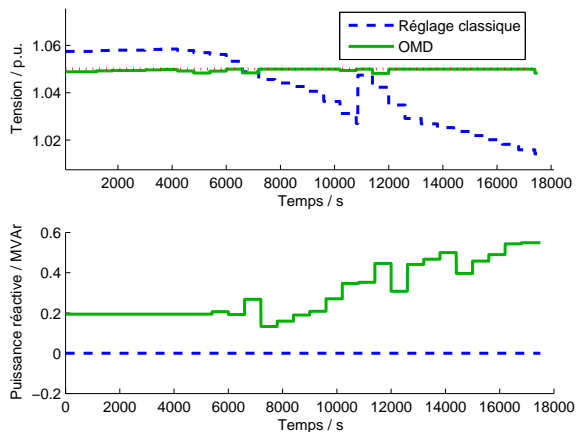


FIGURE IV.17 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : caractéristiques de la GED de forte puissance située en bout de départ long.

L'action de l'OMD sur le régulateur en charge est illustrée sur le graphique de la figure IV.18. Les changements de prises sont aussi visibles sur la figure IV.17. Vers 7 000 s, le changement de prises du régulateur en charge, commandé par l'algorithme, est associé à une diminution de la production de puissance réactive pour éviter l'apparition d'une surtension aux bornes de la GED. Le même phénomène se répète au changement de prises suivant, vers 12 000 s. Ces deux observations confirment la coordination, par l'algorithme OMD, de l'action du transformateur régulateur en charge et des GED. Le banc de condensateurs est aussi bien pris en compte dans l'OMD. Les changements de gradins sont illustrés sur le graphique de la figure IV.19.

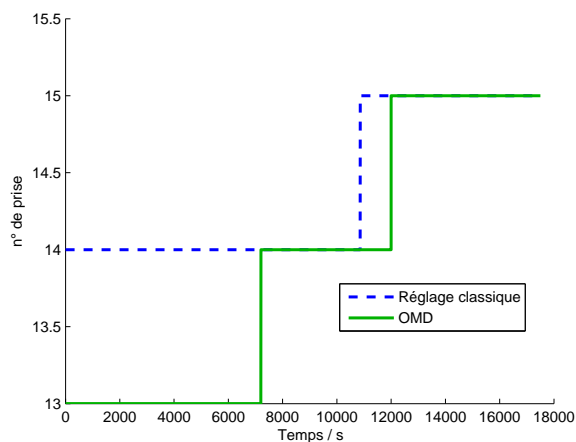


FIGURE IV.18 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution des prises du transformateur.

Cette stratégie globale de l'OMD a pour conséquence de diminuer les transits de puissance réactive dans le transformateur régulateur en charge, par rapport au réglage classique de la tension (c.f. figure IV.20). La contrainte de tension sur le réseau de transport est, par conséquent, moins importante.

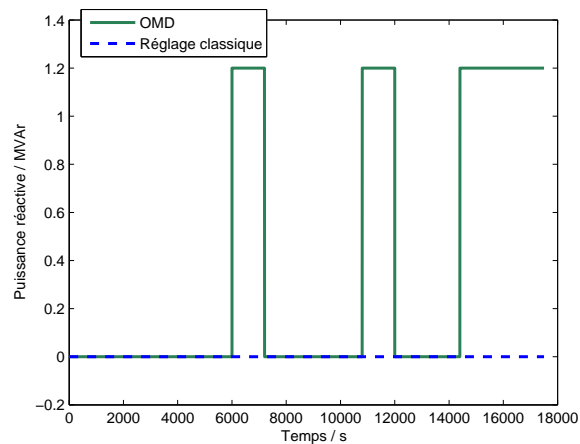


FIGURE IV.19 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : évolution du banc de condensateurs.

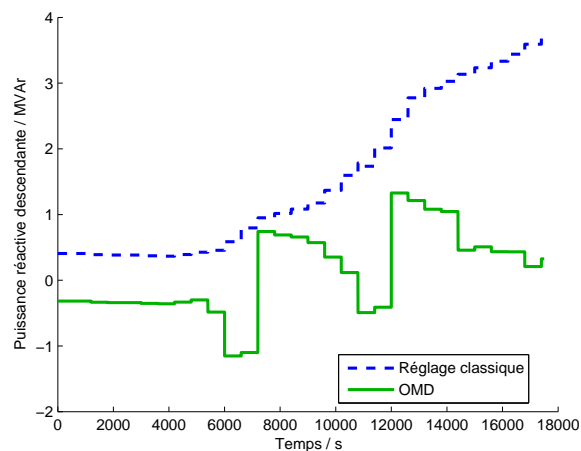


FIGURE IV.20 – Comparaison avec le réglage classique de la tension : transit de puissance réactive dans le transformateur.

IV.3.3 Conclusions

En comparaison avec le réglage classique de la tension, l'OMD permet un meilleur réglage de la tension. Le réglage classique est bien adapté pour les réseaux sans GED mais ne peut empêcher, notamment, l'apparition de surtensions lorsque des GED sont connectées (c.f. paragraphe II.3.2). En particulier, sur les départs suffisamment long, une GED connectée près de l'extrémité du départ, peut générer une surtension locale que le réglage classique ne peut résoudre.

Le réglage de tension développé, l'OMD, en coordonnant la production de puissance réactive des GED, les prises des transformateurs régleurs en charge et les gradins des bancs de condensateurs, prévient l'apparition de contraintes de tension, en tout point du réseau de distribution.

Par ailleurs, dans les cas où le réglage de tension classique parvient tout de même à maintenir la tension dans les limites autorisée, l'OMD permet d'optimiser l'usage du réseau de distribution en diminuant les pertes Joule dans les lignes.

Cette comparaison entre le réglage classique de la tension et l'OMD montre que ce dernier permet au GRD de mieux intégrer les GED sur les réseaux de distribution en évitant notamment l'apparition de surtensions et en optimisant les pertes Joule. L'OMD est donc une méthode de réglage de la tension plus performante que le réglage classique.

La quantification de ces performances est étudiée plus en détails dans le paragraphe IV.5.

IV.4 Comparaison des fonctions objectifs

Dans les études présentées ci-avant, pour des raisons de facilité d'interprétation des résultats et de comparaison avec le réglage classique, seules les pertes Joule dans les lignes et les câbles ont été considérées. Cependant, dans les réseaux de distribution, les pertes Joule et les pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT peuvent atteindre des valeurs comparables avec les pertes Joule dans les lignes et les câbles. Or, les pertes ferromagnétiques sont proportionnelles au carré de la tension. La minimisation de ces pertes est donc un objectif antagoniste à la minimisation des pertes Joule dans les lignes et les câbles. Les résultats obtenus avec ces deux objectifs seront par conséquent différents. L'objet de la présente étude est de quantifier ces différences et d'identifier les impacts sur les performances du réglage de tension.

Deux séries de simulation sont donc présentées et comparées ici. Dans la première, seules sont considérées dans la fonction objectif, les pertes Joule dans les lignes et les câbles. Dans la seconde, s'y ajoutent les pertes Joule et les pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT, l'algorithme OMD cherchant à minimiser la somme de ces pertes.

IV.4.1 Hypothèses et scénario de simulation

Les hypothèses et le scénario de simulation sont identiques à ceux de l'étude précédente (c.f. paragraphe IV.3.1). Le détail du calcul des pertes Joule et des pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT est rappelé en annexe A.2.

IV.4.2 Analyse des résultats

L'examen, sur la figure IV.21, des tensions minimales et maximales du réseau, obtenues avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT montre que la tension est gérée différemment dans les deux cas. Lorsque seules les pertes Joule dans les lignes et les câbles sont considérées, l'algorithme, pour minimiser ces pertes, cherche à maximiser la tension.

Dans le second cas, la tension maximale n'est plus en permanence à sa valeur limite. Les pertes ferromagnétiques augmentent, en effet, avec le niveau de tension, alors que les pertes Joule dans les transformateurs HTA/BT et dans les lignes diminue avec l'augmentation du niveau de tension. Or l'algorithme d'optimisation calcule une solution optimale pour laquelle la somme totale de toutes les pertes est minimale. Le niveau de tension obtenu est alors différent de celui obtenu avec la seule prise en compte des pertes Joule dans les lignes et les câbles. L'addition de deux objectifs antagonistes oblige l'algorithme d'optimisation à calculer une solution permettant le meilleur compromis.

Cette conclusion est corroborée par l'observation des figures IV.22 et IV.23. Les plans de tensions représentés sont ceux obtenus à l'instant où la différence entre les résultats des deux séries de simulation est la plus importante. À l'inverse, à d'autres instants la différence peut être plus faible (début et fin de simulation notamment). Ces variations s'expliquent par l'influence plus ou moins importante des pertes ferromagnétiques sur la valeur de la fonction objectif.

Ainsi, l'observation de la figure IV.24 montre que les pertes Joule dans les lignes sont minimales vers $t = 10\,000$ s (courbe verte pleine). C'est donc autour de cet instant que les pertes ferromagnétiques ont le plus d'influence sur la valeur de la fonction objectif.

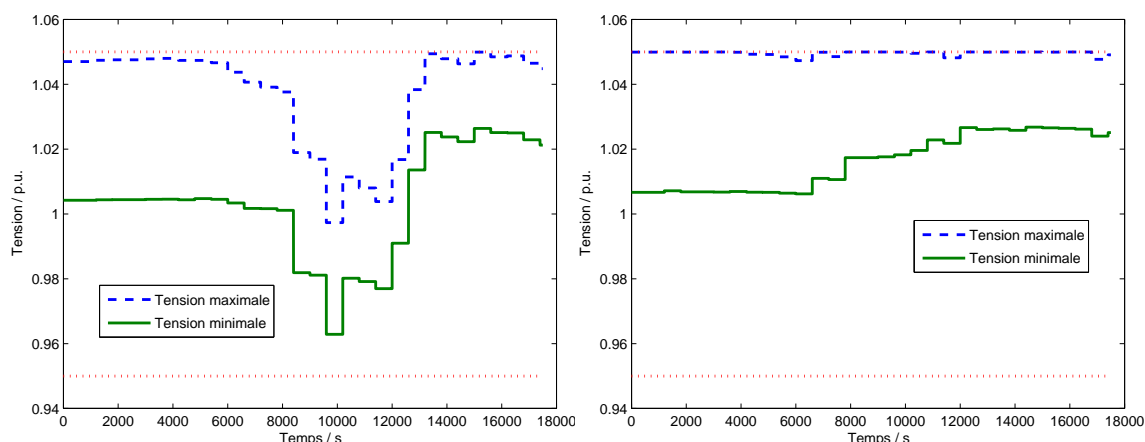


FIGURE IV.21 – Comparaison des fonctions objectifs : comparaison des tensions minimales et maximales obtenues avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT. Le graphique de gauche correspond aux résultats obtenus avec les pertes HTA/BT. Les nœuds concernés peuvent varier au cours du temps.

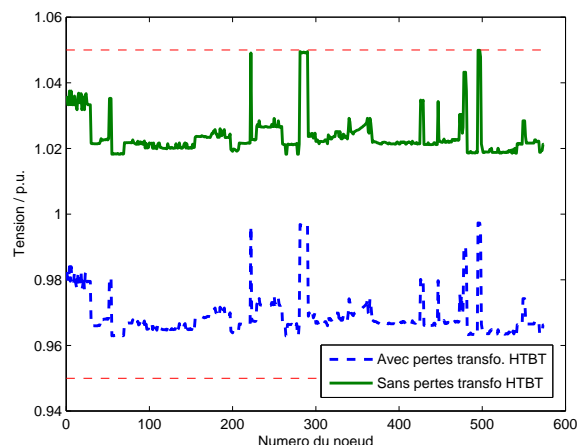


FIGURE IV.22 – Comparaison des fonctions objectifs : comparaison des plans de tension obtenus avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT, à l'instant $t = 10\ 000$ s.

L'algorithme va donc chercher à globalement abaisser la tension pour diminuer les pertes ferromagnétiques et donc tendre vers l'optimum de la fonction objectif. Dans cette figure, il est important de noter que les valeurs obtenues ne sont pas directement comparables : la courbe verte pleine représente les pertes Joule du réseau calculées sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT, tandis que la courbe bleue pointillée représente la somme des pertes Joule dans les lignes et des pertes Joule et des pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT.

Pour parvenir à abaisser suffisamment la tension, l'algorithme OMD utilise le transformateur régleur en charge. Celui possède en effet une forte influence sur le plan de tension du réseau. L'observation de la figure IV.25 révèle ainsi que, dans le cas où les pertes dans les transformateurs HTA/BT sont prises en compte, les prises du transformateur régleur en charge varient beaucoup plus que dans le cas où seules les pertes Joule sont prises en compte. Ceci peut avoir des conséquences néfastes sur la durée de vie des équipements du réseau et doit donc être pris en compte dans un éventuel calcul de l'intérêt économique du VVC. Dans le cas d'une plus forte insertion de production décentralisée, le transformateur régleur en charge est moins sollicité car la puissance réactive produite par les GED a plus

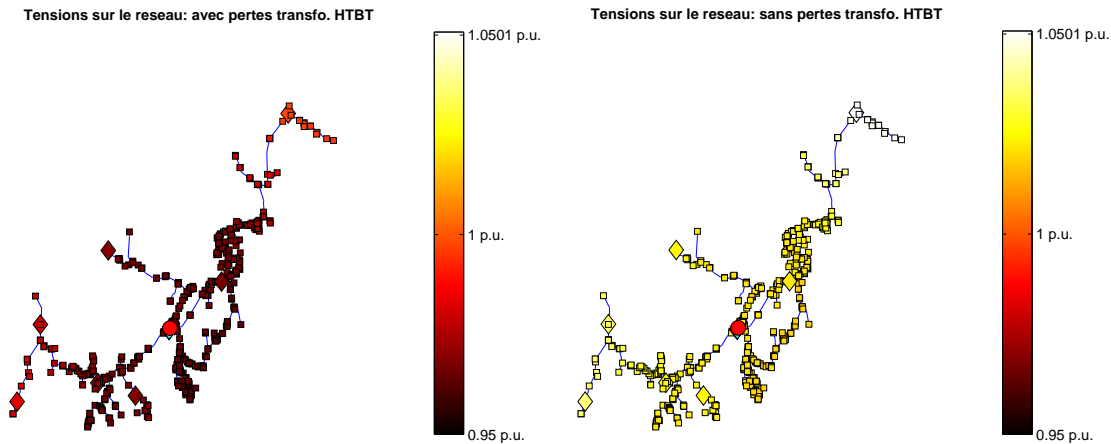


FIGURE IV.23 – Comparaison des fonctions objectifs : comparaison des plans de tension topologiques avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT, à l'instant $t = 10\,000$ s. Le graphique de gauche correspond aux résultats obtenus avec les pertes HTA/BT.

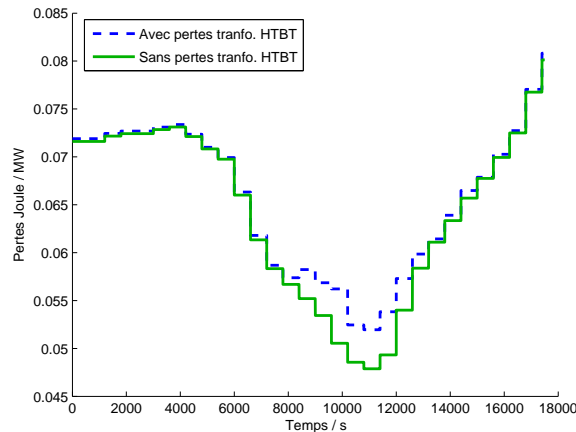


FIGURE IV.24 – Comparaison des fonctions objectifs : comparaison des pertes totales obtenues avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT.

d'influence sur le plan de tension.

IV.4.3 Conclusions

Les comportements observés lors de cette étude portant sur la comparaison des fonctions objectif, révèlent tout d'abord, de manière générale, que l'algorithme OMD conserve un comportement cohérent malgré l'ajout d'un objectif antagoniste avec la minimisation des pertes Joule dans les lignes et les câbles. L'algorithme OMD peut être modifié suivant les contraintes que rencontre le gestionnaire du réseau de distribution. L'algorithme conserve son efficacité.

Enfin, cette étude montre aussi que du point de vue économique, la seule minimisation des pertes Joule dans les lignes peut ne pas être suffisante. Dans certains cas, en particulier lorsque celles-ci sont faibles, les pertes ferromagnétiques proportionnelles au carré de la tension ne sont plus négligeables devant les pertes Joule. Le plan de tension est alors globalement abaissé via l'utilisation principalement du régleur en charge. Ceci peut augmenter le nombre de manœuvres et donc diminuer la durée de vie des appareils. Une étude plus complète s'avère donc nécessaire pour évaluer l'intérêt économique de l'OMD. Les données

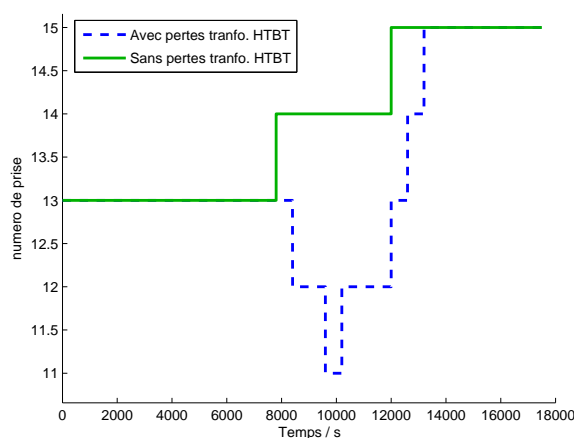


FIGURE IV.25 – Comparaison des fonctions objectives : comparaison des évolutions des prises du transformateur régleur en charge avec et sans prise en compte des pertes dans les transformateurs HTA/BT.

requis sont cependant difficilement disponibles : la meilleure solution paraît donc être de réaliser cette étude in-situ sur un réseau de distribution réel pilote.

IV.5 Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau de distribution

L'objectif de l'algorithme de réglage de tension développé est de réguler la puissance réactive dans les réseaux de distribution afin d'éviter l'apparition de surtensions et de sous-tensions dues à la présence de productions décentralisées. Cet objectif *moral* est défini mathématiquement comme une contrainte dans l'algorithme OMD. L'objectif de l'algorithme, au sens mathématique du terme, est la minimisation des pertes Joule dans le réseau. Cet objectif est, en quelque sorte, une conséquence de l'utilisation d'un algorithme d'optimisation pour réaliser le réglage de tension. Cette conséquence est bénéfique pour le gestionnaire du réseau de distribution puisque les coûts d'exploitation du réseau sont diminués.

Une autre conséquence du réglage optimal de tension est d'augmenter la capacité d'accueil des réseaux de distribution. Cette capacité est définie comme étant le nombre de GED qu'il est possible de connecter au réseau tout en respectant les critères d'exploitation du réseau. Au delà d'un certain nombre de GED connectées, des phénomènes indésirables tels que des surtensions, des sous-tensions, des dilatations thermiques importantes ou encore des congestions, vont ainsi apparaître dans le réseau.

Le réglage optimal de la tension, permet de repousser la limite d'apparition de certains de ces phénomènes et ainsi augmenter la capacité d'accueil d'un réseau de distribution, en comparaison avec le réglage classique de la tension.

L'objectif de cette étude est donc de caractériser et d'évaluer l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil des réseaux de distribution. Deux études sont présentées ici : une première, simple, permettant une première évaluation de l'influence de l'OMD sur les capacités d'accueil des réseaux de distribution et une seconde, plus complète, généralisant la méthode permettant de déterminer la capacité d'accueil maximale.

IV.5.1 Hypothèses de simulation

Le réseau utilisé est identique à celui présenté dans le paragraphe IV.3.1. Le nombre de GED connectées varie suivant les études. Il est précisé dans les paragraphes ci-après. La charge est fixée à une valeur faible afin de placer le réseau dans la situation la plus contraignante, c'est-à-dire pour laquelle sa capacité d'accueil est la plus faible : la puissance produite par les GED est peu consommée localement.

Afin de ne pas complexifier l'étude, les contraintes thermiques dans les lignes et les câbles ne seront pas prises en compte dans la détermination de la limite de capacité d'accueil. Les contraintes thermiques correspondent au courant maximal que peut supporter une ligne ou un câble. Le courant transitant depuis une GED vers le réseau, dépend de la puissance active de la GED mais aussi de la puissance réactive injectée. Si le comportement inductif ou capacitif de la GED correspond au sens de transit de la puissance réactive au point de connexion alors le courant augmente. Dans le cas contraire le courant diminue.

Dans la présente étude, les lignes et câbles connectant les GED sont considérés comme étant suffisamment dimensionnés pour respecter les contraintes thermiques. Seules les contraintes de tension sont étudiées. Cette hypothèse est forte mais elle permet de caractériser plus facilement l'apport du réglage de tension.

Dans un cas réel de raccordement au réseau, le gestionnaire vérifiera que le producteur peut respecter les contraintes thermiques du réseau, du point de vue de la puissance active et de la puissance réactive.

La limite de capacité d'accueil sera donc considérée comme atteinte lorsque les contraintes de tension dans le réseau dépasseront les limites admissibles.

IV.5.2 Évaluation simple de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau

Une première étude simple sur un cas de simulation déjà traité (c.f. IV.3) permet une première caractérisation de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau. Une puissance apparente identique est associée à chacune des 7 GED du réseau. Ces GED sont situées à divers endroits du réseau (c.f. figure IV.12). La puissance des GED est uniformément augmentée toutes les 100 s. La figure IV.26 donne la correspondance entre le temps de simulation et la puissance totale.

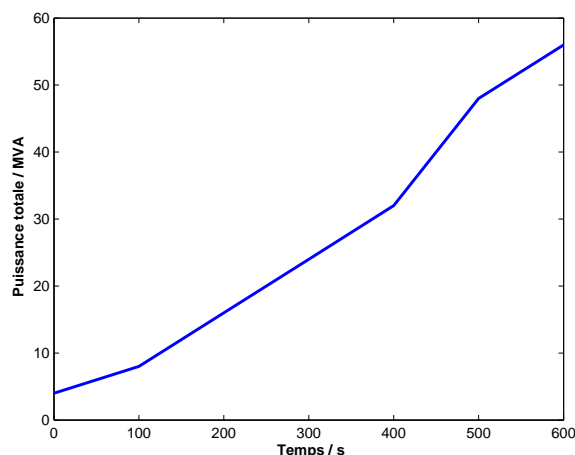


FIGURE IV.26 – Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : puissance apparente totale des GED en fonction du temps.

Deux séries de simulation sont comparées : une simulation avec le réglage de tension classique et une simulation avec le réglage optimal de tension.

L'étude de la figure IV.27 montre que le réglage de tension classique ne parvient pas à empêcher l'apparition de contraintes de tension dès la première variation de puissance des GED. Pour cette configuration, la capacité limite d'accueil du réseau, avec le réglage classique de tension, est comprise entre 4 MVA et 8 MVA (la valeur limite exacte est 5.6 MVA). La figure IV.28 montre que les contraintes de tension apparaissent au niveau de GED situées en bout de départ. La figure IV.27 montre aussi qu'une stratégie simple telle que le contrôle des prises du transformateur régleur en charge à partir de mesures de tension en différents points du réseau, mais sans contrôle des GED, ne peut fonctionner au delà d'un certain taux d'insertion des GED. Jusqu'à $t = 200$ s, il est ainsi possible de ramener la tension dans les limites en abaissant les prises du transformateur régleur en charge. Au delà, l'écart entre la tension minimale et maximale est trop important : cette stratégie devient inopérante car il est impossible de maintenir tout le plan de tension entre les limites.

Avec le réglage optimal de tension, la capacité d'accueil du réseau est sensiblement augmentée. L'algorithme OMD parvient à calculer une solution satisfaisant aux contraintes de tension pour une valeur de puissance totale des GED comprise entre 16 MVA et 24 MVA (la valeur limite exacte est 17.6 MVA). Les courbes de la figure IV.27 montrent que la marge de manœuvre de l'algorithme se réduit au fur et à mesure que la puissance des GED augmente : la tension minimale du réseau se décale progressivement vers la limite inférieure. Au delà de la puissance limite, l'algorithme ne parvient plus à converger. Les résultats obtenus ne sont alors plus significatif car la consigne de puissance réactive des GED est fixée, par défaut, à une valeur nulle.

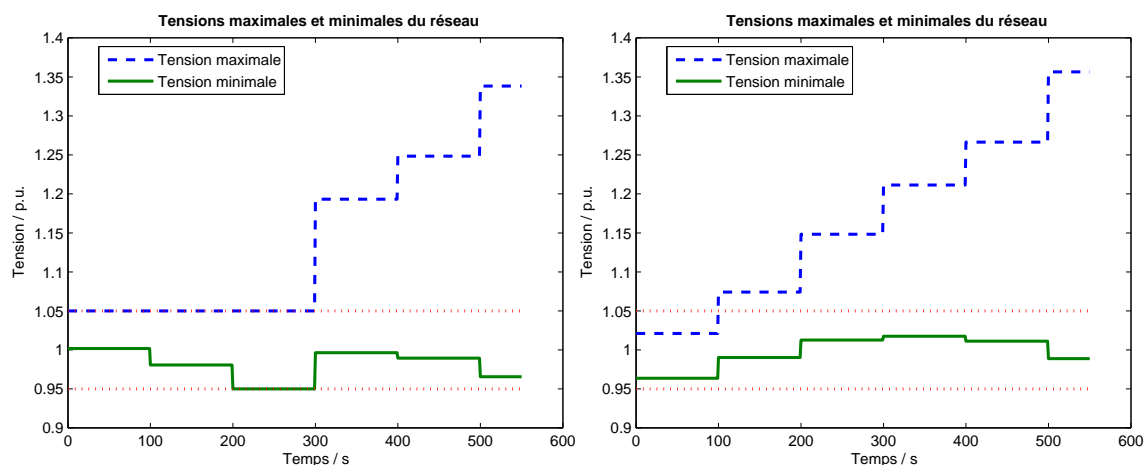


FIGURE IV.27 – Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tensions minimales et maximales avec et sans OMD. Le graphique de gauche correspond aux résultats obtenus avec OMD.

L'algorithme OMD permet donc, dans cet exemple précis, de multiplier la capacité d'accueil du réseau par un facteur 3 environ. Ce résultat est intéressant car il confirme l'intérêt que peut avoir l'utilisation d'un réglage optimal de tension pour favoriser l'insertion de production décentralisée dans les réseaux de distribution. Cette étude tend aussi à montrer que le réglage de tension est un réglage assez robuste, peu sensible à la position des GED sur le réseau : le contrôle coordonné de la puissance réactive des GED et des transformateurs régleurs en charge permet à l'algorithme de calculer une solution sans contraintes de tension pour des configurations *sensibles* où les GED sont par exemple connectées vers l'extrémité de départs.

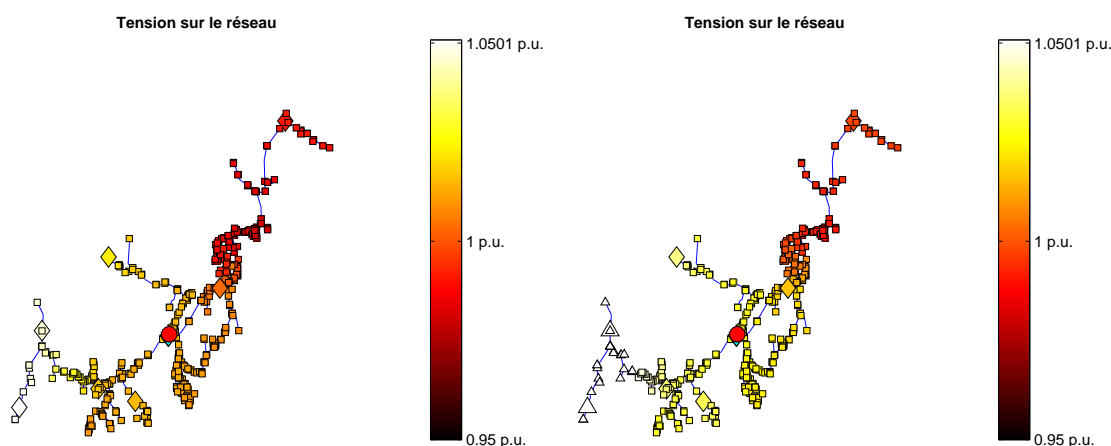


FIGURE IV.28 – Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : comparaison des plans de tension topologiques avec et sans OMD, pour $P_{totale} = 8$ MVA. Le graphique de gauche correspond aux résultats obtenus avec OMD.

IV.5.3 Étude mixte de l'influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : tirages aléatoires

Les résultats obtenus dans l'étude précédente correspondent à *une* situation précise du réseau. L'étude menée au paragraphe précédent a montré que la position des GED sur le réseau a une influence importante sur la puissance maximale acceptable par le réseau au point de connexion. De même, la présence ou l'absence d'autres GED et de consommateurs aux alentours du point de connexion a aussi une influence sur la puissance maximale acceptable. Il est donc difficile de généraliser la valeur du facteur obtenue à d'autres études.

Pour tenter de surmonter cette difficulté et de parvenir à mieux caractériser l'apport du réglage optimal de tension pour la capacité d'accueil des réseaux de distribution, une série de simulations avec tirages aléatoires est réalisée.

Le principe de cette étude est de simuler à plusieurs reprises un accroissement de la production décentralisée. Pour chaque pas d'accroissement de la puissance, le réglage optimal et le réglage classique de tension sont exécutés. L'accroissement de puissance est stoppé lorsque les capacités d'accueil limites respectives sont atteintes. Pour chaque pas, le nombre de GED, la position et la puissance apparente de chaque GED sont tirés aléatoirement. Finalement, les résultats obtenus avec le réglage optimal de tension et ceux obtenus avec le réglage classique sont comparés et analysés.

Cette étude avec tirage aléatoire permet de simuler différents scénarios d'accroissement de la production décentralisée sur un réseau de distribution sans que, ni la position, ni la puissance individuelle des GED ne biaisent l'étude. Les résultats obtenus sont donc plus facilement généralisables.

Le réseau simulé est celui utilisé dans l'étude précédente, à faible charge et sans GED initialement. La puissance apparente de chaque GED est comprise entre 250 kVA et 1 000 kVA. Le nombre de GED connectées à chaque itération est compris entre 1 et 10. La distribution utilisée pour générer des valeurs aléatoires est une distribution normale. Ce choix est justifié par l'absence de connaissance sur les statistiques des paramètres pris en compte. L'objectif est en effet ici de donner une méthode permettant de quantifier objectivement la capacité d'accueil limite d'un réseau en fonction du réglage de tension utilisé. Le but n'est pas de calculer exactement cette capacité d'accueil pour le réseau utilisé dans cette étude. Pour effectuer ce calcul il serait en effet indispensable d'avoir une connaissance plus précise sur la statistique des variables aléatoires mises en jeu. Le nombre de tirages aléatoires nécessaires

pour mener une telle étude devrait aussi être beaucoup plus important afin d'obtenir des résultats statistiquement significatifs (loi des grands nombres). Dans cette étude le nombre de tirages est fixé à 100.

Les résultats obtenus sont présentés dans la figure IV.29. Le graphique de gauche permet de représenter dans un plan les résultats des différents tirages, tandis que le graphique de droite, appelé *boîtes à moustaches*, permet de représenter le profil des deux séries statistiques obtenues. Les valeurs associées sont présentées dans les tableaux IV.1.

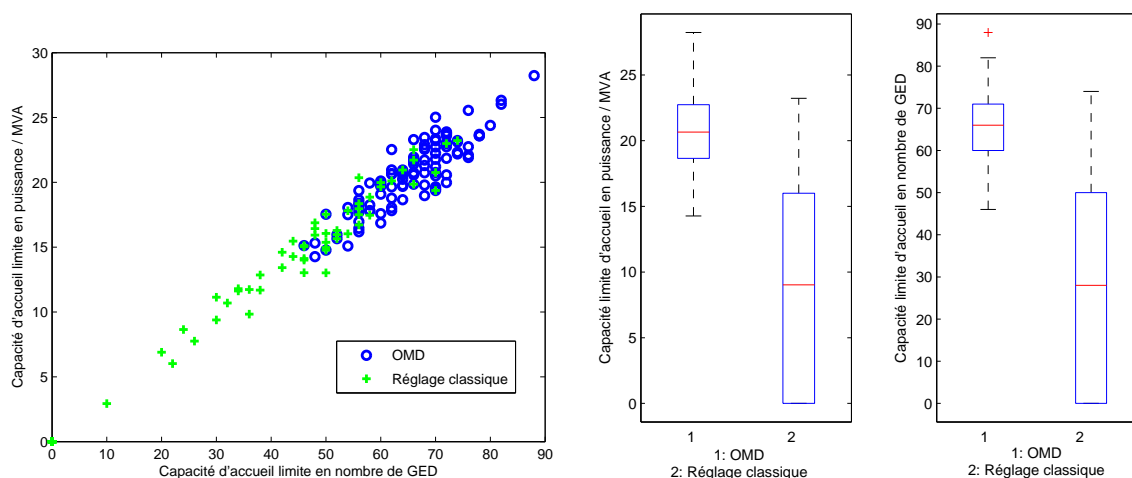


FIGURE IV.29 – Influence de l'OMD sur la capacité d'accueil du réseau : résultats obtenus après tirages aléatoires ; répartition des données et boîtes à moustache.

	OMD	Réglage classique		OMD	Réglage classique
Limite basse	14	0	Limite basse	46	0
1 ^{er} quartile	19	0	1 ^{er} quartile	60	0
Médiane	21	9	Médiane	66	28
Moyenne	21	8	Moyenne	65	26
3 ^{eme} quartile	23	16	3 ^{eme} quartile	71	50
Limite haute	28	23	Limite haute	82	74

TABLE IV.1 – Valeurs associées aux résultats de la figure IV.29 : respectivement, de gauche à droite, capacité limite d'accueil en puissance (MVA) et en nombre de GED.

Ces résultats tendent à montrer que le réglage de tension classique est très sensible à la position des GED sur le réseau. En effet, pour le réglage classique, la série de valeurs obtenue est plus dispersée que pour l'OMD et le premier quartile est égal à la valeur basse extrême, soit zéro. Il existe donc de nombreuses configurations où les contraintes de tension ne sont pas solvables par le réglage classique. Ces configurations sont celles où les GED sont situées aux extrémités des départs. Les valeurs les plus hautes correspondent à des tirages où les GED sont connectées majoritairement près du poste source. Ce résultat confirme la faiblesse principale du réglage classique de tension, à savoir, l'absence de mesure et de contrôle possible des GED, ce qui limite leur intégration, d'autant plus si celles-ci sont éloignées du poste source.

À l'inverse, les résultats obtenus avec le réglage optimal de tension, l'OMD, sont beaucoup moins dispersés. La position des GED est moins influente sur la capacité limite d'accueil du réseau. L'OMD permet de connecter un plus grand nombre de GED et une plus

grande puissance totale des GED. Cette étude confirme que l'OMD est un réglage de tension robuste.

Le rapport entre les deux médianes et les deux moyennes des séries de données est d'environ 2,5. Cette valeur est proche de celle obtenue dans l'étude précédente (rapport de 3). Le nombre de tirages réalisés pour cette étude permet une première évaluation des gains du réglage optimal de tension par rapport au réglage classique.

Cette étude statistique avec tirage aléatoire tend donc à confirmer la robustesse de l'OMD et sa plus grande efficacité en comparaison avec le réglage classique : l'intégration des GED est facilitée. Dans le cas d'une étude technico-économique, en vue d'évaluer les bénéfices techniques et économiques du réglage de tension dans un réseau de distribution, ce type d'études statistiques peut constituer un outil d'aide à la décision performant. Il importe alors cependant de mieux connaître la distribution des différentes variables aléatoires et de réaliser un très grand nombre de tirages afin d'obtenir des résultats statistiquement fiables.

IV.5.4 Conclusions

Les deux études menées ici tendent donc à montrer que le réglage optimal de tension permet d'améliorer significativement la capacité d'accueil des réseaux de distribution. Ce résultat, observé tout d'abord sur un cas particulier, c'est-à-dire pour une configuration donnée des GED sur le réseau, est confirmé par une étude statistique simple. Ces deux études révèlent aussi la robustesse de l'OMD.

Par ailleurs, ce type d'étude, à condition d'avoir une meilleure connaissance statistique des données et de réaliser un nombre suffisant de tirages, constitue un outil efficace et fiable d'aide à la décision pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Ils peuvent ainsi déterminer, suivant les scénarios d'accroissement de la production décentralisée, les bénéfices technico-économiques possibles, ainsi que les limites du réglage classique et du réglage optimal de tension.

IV.6 Conclusions : synthèse des études de validation de l'OMD

Les résultats présentés dans ce chapitre confirment que l'OMD est un réglage de tension plus efficace que le réglage classique. Il permet de contrôler efficacement la tension tout en optimisant les pertes dans le réseau. Le contrôle coordonné de la puissance réactive des GED et des prises des transformateurs régleurs en charge et des bancs de condensateurs assure une optimisation du fonctionnement des réseaux de distribution dans des configurations où le réglage de tension classique est inopérant. En particulier, la robustesse de l'OMD lui permet de maintenir la tension entre les limites admissibles, même en présence de GED connectées à l'extrémité de départs.

D'autre part, les résultats détaillés dans ce chapitre montrent que l'algorithme développé est un algorithme flexible : sa fonction objectif peut être facilement modifiée pour s'adapter aux besoins du gestionnaire du réseau. Ainsi, en plus des pertes Joule dans les lignes et les câbles, les pertes Joule et les pertes ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT peuvent être prises en compte.

Enfin, dernière conclusion de cette étude, l'un des atouts majeurs de l'OMD est d'accroître la capacité d'accueil des réseaux de distribution. En comparaison avec le réglage classique, le nombre de GED et la puissance totale installée sont significativement accrus grâce à l'action du réglage optimal de tension.

Face à l'accroissement de la production décentralisée dans les réseaux de distribution, le réglage de tension proposé constitue une réponse efficace pour améliorer la sécurité, la flexibilité et la rentabilité des réseaux.

Pour compléter ces conclusions, il serait intéressant pour les gestionnaires de réseaux de distribution, de comparer du point de vue technico-économique l'utilisation de l'OMD contre un simple renforcement du réseau. Pour un réseau de distribution donné, compte tenu du taux de croissance annuelle de la charge et de la production décentralisée, le déploiement de l'OMD permet-il de retarder les investissements dans le renforcement du réseau et, si oui, pendant combien d'années ? Quels sont alors les gains envisagés mais aussi les désavantages liés à l'utilisation d'un réglage optimal de la tension ? Les avantages de l'OMD sont maintenant connus. Du côté des inconvénients, on peut citer notamment les contraintes mécaniques supplémentaires dans les transformateurs régleurs en charge et les risques associés à une perte de communication.

L'ensemble des données et des cas à considérer nécessaires à la réalisation de ce type d'études technico-économiques dépassent le cadre de cette thèse.

Par ailleurs, en guise de conclusion, il est intéressant de remarquer que les stratégies de réglage décrites dans les paragraphes précédents ne sont pas des stratégies explicitement programmées dans l'algorithme de l'OMD. Ce sont des conséquences des optimisations successives réalisées par l'algorithme. Ainsi, certaines actions de l'OMD peuvent être difficiles à interpréter, en particulier la gestion individuelle des puissances réactives des GED. Certaines actions peuvent paraître antagonistes. Il est cependant important de garder à l'esprit que ces actions correspondent toujours à un minimum de la fonction objectif respectant les contraintes.

Aussi, la mise en place de stratégies heuristiques et déterministes basées sur l'observation de l'OMD n'est pas réalisable car certaines actions du réglage optimal de la tension ne peuvent être comprises qu'en termes d'optimalité de la fonction objectif. Il ne semble ainsi pas possible d'interpréter le comportement de l'OMD en actions prédéterminées en fonction de l'état du réseau et espérer ainsi obtenir un réglage de tension plus rapide et ayant le même comportement que l'algorithme OMD.

Le chapitre suivant présente des études complémentaires sur l'application du concept de l'OMD aux parcs éoliens et sur des réseaux de distribution de topologie plus complexe. Il offre aussi une réflexion sur l'industrialisation du réglage optimal de tension.

Chapitre V

Études et analyses complémentaires

SOMMAIRE

V.1	Introduction	122
V.2	Participation avancée des parc éoliens au réglage de tension	122
V.2.1	Contexte et objectifs de l'étude	122
V.2.2	Méthodes développées	123
V.2.3	Présentation et analyse des résultats obtenus	130
V.2.4	Conclusions de l'étude	134
V.3	Vers une industrialisation de l'OMD	135
V.3.1	Contexte industriel	135
V.3.2	Résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX	136
V.3.3	Réflexions sur le déploiement du réglage de tension	145
V.4	Conclusions	149

V.1 Introduction

L'algorithme d'optimisation mixte découplée présenté dans les chapitres précédents est un algorithme dédié au réglage de la tension à l'échelle des réseaux de distribution. Il permet une gestion optimale de la puissance réactive de la production décentralisée, des gradins de condensateurs et des prises des transformateurs régleurs en charge. Son efficacité a été montrée dans le chapitre IV.

L'objet du présent chapitre est d'élargir les réflexions menées autour du réglage optimal de tension en donnant deux axes de développement possibles de ce réglage. Le premier axe concerne le domaine d'application du réglage optimal de tension. L'objectif est de montrer que le concept de réglage optimal de tension peut être appliqué à d'autres échelles dans les systèmes électriques. L'OMD, moyennant plusieurs adaptations du concept, peut ainsi être appliqué, par exemple, aux parcs éoliens. La discussion se base sur des développements concrets en cours.

Le deuxième axe de discussion concerne le déploiement futur du réglage optimal de tension dans les réseaux de distribution. Après un rappel du contexte industriel dans lequel s'inscrivent les travaux de cette thèse, les résultats du projet européen FENIX sont passés en revue et, en dernier lieu, quelques pistes de réflexions sur le déploiement de l'OMD dans les réseaux de distribution sont partagées avec le lecteur.

V.2 Participation avancée des parc éoliens au réglage de tension [42]

V.2.1 Contexte et objectifs de l'étude

V.2.1.1 Quelques rappels sur l'énergie éolienne

En France et plus largement, en Europe et dans le monde, l'énergie éolienne est en pleine croissance (c.f. chapitre I). À l'origine utilisées pour alimenter des sites électriquement isolés, les éoliennes sont aujourd'hui principalement installées dans des parcs constitués de nombreux aérogénérateurs (jusqu'à plusieurs centaines). Le choix d'un site géographique pour l'implantation de ces parcs est régi essentiellement par la puissance moyenne disponible du vent. L'organisation en parc assure à l'exploitant une rentabilité économique optimale.

L'énergie mécanique issue de la turbine éolienne est convertie en énergie électrique avec un alternateur. Deux technologies d'alternateurs existent : la machine asynchrone et la machine synchrone. Les machines asynchrones sont très répandues car elles sont fiables, robustes et moins chères que les machines synchrones [43]. Le modèle le plus répandu, la machine asynchrone à cage d'écureuil, peut être connecté directement au réseau. Il nécessite cependant l'installation de bancs de condensateurs pour compenser la consommation de puissance réactive nécessaire à leur magnétisation. Un dispositif à base d'électronique de puissance, appelé *gradateur* ou *soft-starter*, est aussi connecté en série pour limiter l'appel de courant au démarrage. Autre inconvénient, les machines asynchrones à cage d'écureuil répercutent directement sur le réseau les variations de puissances du vent et peuvent alors engendrer des phénomènes de fluctuations de tension appelés *flickers*¹.

Les éoliennes utilisant une machine synchrone ne peuvent être connectées directement sur le réseau car la vitesse de rotation du rotor, au nombre de paires de pôles près, est

1. Le flicker ou *papillonnement* est une fluctuation de la tension engendrant une variation de la luminosité d'une source lumineuse perceptible par l'œil humain et donc générant une gêne pour l'observateur.

proportionnelle à la fréquence du réseau. Le vent n'étant pas une source d'énergie constante, il est nécessaire d'avoir un dispositif jouant un rôle de tampon. Les machines synchrones sont ainsi complètement interfacées par un dispositif à base d'électronique de puissance. Ce convertisseur permet de générer une onde électrique dont la fréquence est couplée à celle du réseau. Les machines asynchrones à vitesse variable peuvent aussi être interfacées avec un tel dispositif. Les machines asynchrones à double alimentation sont, elles, connectées directement sur le réseau mais un convertisseur à base d'électronique de puissance est utilisé pour réguler la puissance réactive et assouplir la connexion au réseau.

V.2.1.2 Vers une meilleure intégration des parcs éoliens sur les réseaux de distribution

La génération d'énergie éolienne dispersée sur les réseaux de distribution se présente donc sous forme de parcs d'aérogénérateurs. Du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution, les parcs éoliens peuvent être assimilés à des GED simples. Le parc éolien est raccordé au réseau via un seul point de connexion, comme le sont les autres types de productions décentralisées (cogénération, centrale hydraulique, etc).

Le raccordement des parcs éoliens au réseau électrique est soumis à un certain nombre de règles [14]. En France, les parcs d'une puissance inférieure à 17 MW sont raccordés au réseau de distribution. Les parcs d'une puissance inférieure à 12 MW sont connectés sur le départ le plus proche. Les parcs compris entre 12 MW et 17 MW sont raccordés directement au poste source via une ligne dédiée.

Les études précédentes ont montré que le réglage de tension assure une meilleure intégration des GED dans les réseaux de distribution à condition que celles-ci aient une participation active dans le réseau en contribuant par exemple au réglage de tension. L'intégration des parcs éoliens obéit donc à la même logique. Une meilleure intégration des parcs éoliens, en termes de puissance totale installée sur le réseau, mais aussi en termes de puissance locale sur un départ, passe donc par une participation des parcs au réglage de tension. Or, la modélisation simple des parcs éoliens par une GED unique pose problème car elle ne permet pas de prendre en compte les diverses caractéristiques internes des parcs.

L'objectif de la présente étude est donc de proposer une méthode de gestion des parcs éoliens adaptée à leur intégration aux réseaux de distribution et donc à leur participation au réglage de tension. Cette étude a été réalisée dans le cadre du stage de Master 2 Recherche de Pierre Rault [42], en collaboration avec Alexandre Teninge, doctorant IDEA G2Elab travaillant sur la participation des parcs éoliens mixtes aux services système [44].

V.2.2 Méthodes développées

V.2.2.1 Problématique

Pour la modélisation utilisée lors des phases de développement et de validation de l'OMD, du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution, les parcs éoliens ont été considérés comme des GED uniques. Pour mieux étudier l'impact de l'insertion des parcs éoliens sur les réseaux de distribution et sur les méthodes de réglage de la tension, mais aussi l'inverse, il est intéressant de mettre en œuvre une modélisation plus réaliste des parcs éoliens. A. Teninge, dans sa thèse [44], a développé des modèles d'éoliennes à générateurs synchrones et asynchrones. Ces modèles, disponibles dans l'environnement de simulation dynamique EUROSTAG, simulent le comportement dynamique de chaque élément mécanique et électrique intervenant dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

La configuration générale retenue dans cette étude, pour la modélisation des parcs éoliens, est donc la modélisation individuelle de chaque éolienne du parc, par les modèles dynamiques développés par A. Teninge. Du point de vue du GRD, les parcs éoliens sont considérés comme une GED individuelle. L'OMD calcule donc périodiquement une consigne de puissance réactive qui est transmise au parc. Jusqu'à présent cette consigne était appliquée et tenue par le parc jusqu'à la réception de la consigne suivante. En considérant un modèle plus réaliste de parcs éoliens, trois problèmes se posent alors :

- aucune méthode n'a pu être identifiée dans la littérature concernant la gestion de la production de puissance réactive de chaque éolienne d'un parc, en réponse à une consigne de puissance réactive au point de connexion du parc (PCC²). Il est donc nécessaire de développer une telle méthode de gestion de la production individuelle de puissance réactive ;
- le concept de l'OMD consiste à envoyer une consigne de puissance réactive aux GED que celles-ci doivent appliquer et maintenir en attendant la réception de la consigne suivante. Pour les éoliennes et, plus généralement, pour les parcs éoliens, cela peut être problématique. En effet, entre deux consignes calculées par l'OMD, la charge du réseau peut fluctuer mais aussi et surtout, la production de puissance active du parc éolien. Or, la consigne de puissance réactive envoyée est une valeur calculée afin d'avoir un état optimal du réseau tout en respectant certaines contraintes en fonction d'un état donné du réseau. Si, cet état du réseau varie significativement (charge et/ou puissance active des GED) avant le calcul de la consigne suivante, le maintien de la consigne de puissance réactive par le parc peut éloigner le réseau de son état optimal, créer des contraintes voir, être impossible à réaliser. Les parcs éoliens sont particulièrement concernés par ce fait car ce sont les types de GED les plus susceptibles de voir leur puissance active varier pendant un intervalle de temps court. Le développement d'une méthode permettant de résoudre ce problème s'impose donc ;
- la consigne de puissance réactive demandée au PCC par l'OMD ne peut pas être considérée seulement comme la somme des puissances réactives produites et consommées par les éoliennes du parc. En effet, il faut aussi tenir compte des pertes des divers éléments du parc et de l'effet capacitif des câbles du parc. La mise en place d'un modèle de calcul de ces pertes est donc nécessaire.

En pratique, le réseau de distribution utilisé pour les tests et les parcs éoliens sont simulés avec le logiciel EUROSTAG. La partie algorithmique, contrôle et pilotage des simulations (réglage de tension et autres régulations) est réalisée avec le logiciel MATLAB.

V.2.2.2 Gestion coordonnée interne des parcs éoliens

L'OMD calcule une consigne de puissance réactive, applicable au PCC du parc éolien considéré, à charge ensuite à chacune des éoliennes de fournir la puissance réactive nécessaire. Or, aujourd'hui, aucune méthode n'a pu être identifiée dans la littérature pour répondre à ce point particulier, une stratégie reste donc à inventer.

Le gestionnaire du parc éolien, en plus d'essayer de satisfaire à la demande du gestionnaire du réseau de distribution, c'est-à-dire appliquer la consigne calculée par l'OMD, cherche à optimiser l'usage de son parc et à prévenir l'apparition de contraintes. Ce sont là les caractéristiques d'un problème d'optimisation. Ce problème ayant des similitudes avec le problème du réglage de tension dans les réseaux de distribution, la méthode proposée ici

2. PCC : Point of Common Coupling

est d'appliquer aux parcs éoliens la même stratégie de réglage que celle appliquée dans les réseaux de distribution, à savoir l'OMD.

Le principe de cette stratégie, appelée ici OMD-PE pour *Optimisation Mixte Découplée dans les Parcs Éoliens*, est donc de calculer de manière optimale la participation de chacune des éoliennes afin de maintenir au PCC la consigne calculée par l'OMD. En termes mathématiques, l'objectif de l'OMD-PE est de minimiser les pertes dans le parc (pertes dans les câbles, dans les alternateurs et dans les convertisseurs). Les contraintes sont : les limites de fonctionnement des éoliennes, les tensions dans le parc et le maintien de la puissance réactive transitant au PCC au plus proche de la consigne calculée par l'OMD. Les variables de décision sont les puissances réactives de chacune des éoliennes. L'expression mathématique de ces trois termes, fonction objectif, contraintes et variables de décision étant similaire à ce qui a été présenté au chapitre III, elle n'est pas rappelée ici.

La puissance active fournie par les éoliennes fluctue en fonction des variations de la vitesse du vent. L'échelle de temps caractéristique de ces variations, de l'ordre de la minute, est inférieure à la constante de temps de l'OMD (10 minutes). Aussi, pour essayer de maintenir la consigne au PCC, il est nécessaire de choisir une fréquence d'exécution de l'OMD-PE plus grande que celle de l'OMD. Par hypothèse, ceci est considéré comme étant techniquement réalisable. En effet, la quantité de données nécessaire à l'exécution de l'OMD-PE est plus faible que la quantité nécessaire à l'exécution de l'OMD, car le réseau constitué par le parc éolien est de petite taille, comparé à un réseau de distribution.

Dans les études présentées ci-après, la constante de temps retenue pour l'OMD-PE est de 200 secondes contre 600 secondes (10 minutes) pour l'OMD.

V.2.2.3 Stratégies de réponse à la consigne de puissance réactive calculée par l'OMD

À chaque exécution, l'OMD calcule une consigne de puissance réactive qui doit être appliquée au niveau du PCC. À cette consigne de puissance réactive, pour un état donné du réseau, peut être associée une valeur de la tension au PCC. Dès lors, en réponse à la consigne de puissance réactive calculée par l'OMD, deux stratégies peuvent être envisagées : le maintien de la consigne de puissance réactive et le maintien de la valeur de la tension au PCC. Pour ces deux stratégies, une variation de la charge du réseau ou de la puissance active des éoliennes survenant entre deux exécutions de l'OMD, va éloigner le réseau de l'état dans lequel il se trouvait lors de la dernière OMD. La consigne de puissance réactive calculée alors pour le PCC du parc éolien n'est plus optimale et peut être difficile à maintenir en l'état. L'objet de cette étude est donc notamment de comparer les deux stratégies de réglage interne développées.

Réglage de la puissance réactive à la sortie du parc éolien Dans cette première stratégie, l'objectif est de maintenir au PCC la consigne de puissance réactive calculée par l'OMD. Cette stratégie est directement adaptée de celle utilisée dans l'OMD. L'OMD-PE calcule une consigne optimale de puissance réactive pour chacune des éoliennes du parc en cherchant à minimiser les pertes dans le parc et à fournir la puissance réactive commandée par l'OMD au niveau du PCC. Entre deux optimisations de l'OMD, la puissance réactive transitant au PCC reste fixe. Dans cette méthode de réglage, les consignes individuelles de puissance réactive sont calculées à chaque exécution de l'OMD-PE et ne sont pas mises à jour entre. L'influence de la variation de puissance réactive à l'intérieur du parc sur les pertes actives est négligeable par rapport à la puissance installée. Il n'est donc pas nécessaire de mettre en place une régulation en temps réel pour compenser les variations

observées par rapport aux pertes actives optimales calculées par l'OMD-PE (c.f. annexe B.1.3).

Réglage de la tension à la sortie du parc éolien Le principe de cette seconde stratégie est de maintenir au PCC une consigne de tension correspondant à la valeur de tension au PCC calculée par l'OMD. L'OMD-PE calcule, non plus une puissance réactive individuelle, mais un coefficient de participation α attribué à chaque éolienne. Ce coefficient module la participation en puissance réactive de chaque éolienne et ainsi permet de régler le flux de puissance réactive en sortie du parc et donc, la tension au PCC.

V.2.2.4 Modélisation du réseau de distribution par le gestionnaire du parc éolien

L'OMD-PE, tout comme l'OMD, utilise comme fonction objectif une fonction de calcul de répartition de charge. Dans l'idéal, il serait nécessaire de modéliser, en plus du parc éolien, le réseau distribution auquel il est raccordé, ceci afin de prendre en compte les variations de tensions, de puissance active et réactive au PCC. Cependant, dans l'hypothèse où le parc éolien est géré par un acteur indépendant du GRD, le GPE (Gestionnaire du Parc Éolien), n'a pas accès aux données du réseaux de distribution. Or, il doit pouvoir réaliser l'optimisation de son parc tout en respectant les consignes de puissance réactive ou de tension envoyées par le GRD et doit donc pour cela, disposer d'un modèle du réseau de distribution.

Plusieurs méthodes ont été mises en œuvre et testées. La première consiste à modéliser le réseau de distribution par une source de tension constante $V\theta$, consommant toute la puissance active produite par les éoliennes et produisant ou absorbant la puissance réactive souhaitée au PCC. La tension est fixée à la valeur de la consigne envoyée par l'OMD et à la valeur mesurée au PCC ensuite.

Les deuxièmes et troisièmes méthodes consistent à modéliser le réseau de distribution par un nœud infini $V\theta$ relié au parc éolien par une réactance de court-circuit. Cette impédance permet de représenter la chute de tension induit par le transit de puissance au point de connexion. Cette impédance X_{cc} dépend de l'état du réseau, état que le GPE ne connaît pas. Deux méthodes développées permettent cependant d'estimer cette valeur. Ces deux méthodes nécessitent de connaître les puissances transmises P_{pcc} et Q_{pcc} et la tension au PCC, V_{pcc} . Ces données sont aisément accessibles au GPE par des mesures au PCC. Connaissant ces valeurs, il est alors possible de calculer le courant I_{pcc} et le déphasage φ_{pcc} .

Pour calculer la tension de référence V_0 et X_{cc} , la première méthode (la deuxième de celles présentées donc) requiert la possibilité de mesurer l'angle δ entre la tension au poste source V_1 du réseau de distribution et la tension V_{pcc} .

V_0 et X_{cc} s'écrivent alors :

$$V_0 = \sqrt{(V_1 + X_{cc}I_{pcc} \sin \varphi_{pcc})^2 + (X_{cc}I_{pcc} \cos \varphi_{pcc})^2} \quad (\text{V.1})$$

$$X_{cc} = \frac{V_1 \tan \delta}{I \cos \varphi_{pcc} - I \sin \varphi_{pcc} \tan \delta} \quad (\text{V.2})$$

avec :

$$\tan \varphi_{pcc} = \frac{Q_{pcc}}{P_{pcc}} \quad (\text{V.3})$$

La seconde méthode utilisée pour calculer V_0 et X_{cc} nécessite de connaître les caractéristiques des prises du transformateur régleur en charge et la tension au primaire V_{ps} de ce

même transformateur. La tension de référence V_0 est alors la tension V_{ps} multipliée par le rapport de transformation. L'impédance de court-circuit s'écrit alors :

$$X_{cc} = \frac{V_0 - V_{pcc}}{I \sin \varphi_{pcc}} \quad (\text{V.4})$$

La mise en œuvre de ces trois méthodes est illustrées sur la figure V.1. Trois simulations successives ont été réalisées, avec associées à chacune, une des trois modélisations possibles du réseau de distribution du point de vue du GPE. La durée de simulation totale est de 10 000 secondes. L'OMD-PE est réalisée toutes les 200 secondes et l'OMD toutes les 600 secondes. Le scénario de simulation est une succession de variations de charge, identiques à celles utilisées dans le chapitre IV. Le réseau et le parc éolien utilisés sont présentés dans le paragraphe V.2.3.

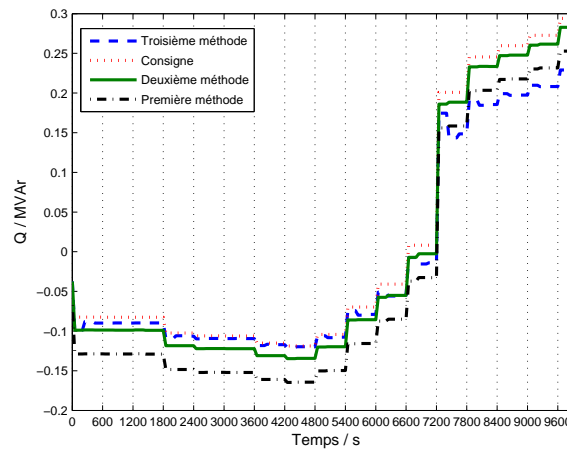


FIGURE V.1 – Modélisation du réseau de distribution par le gestionnaire du parc éolien : comparaison des trois méthodes de modélisation. La grille verticale représente les instants où l'OMD-PE est exécuté. Dans les figures suivantes, pour plus de lisibilité, seuls les labels sont conservés.

Les trois méthodes donnent des résultats relativement proches. La puissance réactive mesurée au PCC est proche de la consigne dans les trois cas. Cependant, la méthode utilisant l'impédance de court-circuit calculée à partir de l'angle entre la tension du poste source et l'angle de la tension au PCC (deuxième méthode) donne une différence plus faible. C'est donc cette méthode qui sera privilégiée dans la suite de cette étude.

V.2.2.5 Modélisation des pertes dans les onduleurs des éoliennes

Les parc éoliens simulés dans le cadre de cette étude sont constitués de génératrices synchrones reliées au réseau par des dispositifs d'électronique de puissance. Ces dispositifs permettent d'isoler la génératrice du réseau et de contrôler le flux de puissance réactive au point de connexion de la génératrice. Ce dispositif est appelé *convertisseur AC-AC*. Il est schématisé sur la figure V.2. Il est constitué de trois éléments : un redresseur AC-DC connecté à la génératrice, un bus DC et un onduleur DC-AC relié au réseau. C'est ce dernier élément qui est utilisé pour générer de la puissance réactive. Or, cette utilisation entraîne l'augmentation des pertes actives dans l'onduleur.

Pour le GPE, ces pertes viennent s'ajouter aux pertes Joule dans les lignes. Il est donc nécessaire de les prendre en compte dans l'optimisation réalisée par l'OMD-PE. Dans sa thèse [44], A. Tenenge utilise un modèle d'éolienne qui prend en compte les pertes des onduleurs, mais ce modèle n'est disponible que sous le logiciel MATLAB-SIMULINK. Ce

modèle n'est pas utilisable avec le logiciel EUROSTAG car il est impossible de mettre en place des fonctions mathématiques et logiques avancées avec lesquelles le modèle est défini sous MATLAB-SIMULINK. Il est donc nécessaire de trouver une modélisation simplifiée des pertes actives dans les onduleurs.

Patrice Petitclair dans sa thèse [45], propose un modèle mathématique permettant de calculer les pertes dans un STATCOM³. Or, le STATCOM est un dispositif d'électronique de puissance constitué d'un onduleur DC-AC et d'une capacité connectée au côté DC. Ce dispositif correspond au même schéma que l'étage DC-AC des convertisseurs AC-AC utilisés pour connecter les éoliennes. Le modèle mathématique du STATCOM peut donc être utilisé dans le cadre de notre étude pour calculer les pertes actives dans l'onduleur DC-AC dues à la génération ou l'absorption de puissance réactive.

Le schéma de droite de la figure V.2 présente le schéma du modèle de STATCOM utilisé par P. Petitclair. Dans ce modèle :

L_s représente l'inductance du transformateur ;

R_s représente les pertes en conduction de l'onduleur DC-AC ;

R représente les pertes par commutation des interrupteurs et celles du bus continu ;

C représente le condensateur du bus continu stabilisant la tension V_{dc} ;

E_1, E_2, E_3 représentent les tensions de phases du réseau, considérées comme équilibrées.

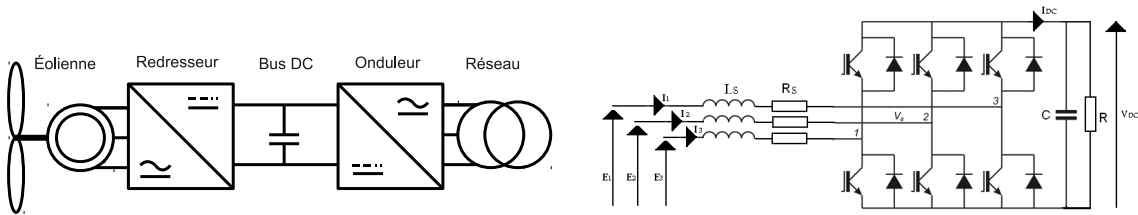


FIGURE V.2 – Modélisation des pertes dans les onduleurs des éoliennes : schémas d'un convertisseur AC-AC (à gauche) et d'un STATCOM (à droite).

Afin de simplifier le modèle, seules sont considérées les variations de pertes actives engendrées par la variation de puissance réactive. Les pertes du bus continu sont supposées constantes car la tension V_{dc} est constante : les pertes Joule engendrées par le passage du courant dans la résistance R sont donc constantes. La résistance R n'est donc pas prise en compte dans le modèle d'éolienne interfacée utilisé dans cette étude. Les pertes par commutation sont donc considérées comme étant constantes.

À l'inverse, il est nécessaire de prendre en compte la résistance R_s car celle-ci représente les pertes en conduction de l'onduleur. Or, ces pertes par conduction varient en fonction de la consigne de puissance réactive appliquée à l'onduleur, c'est-à-dire en fonction du courant demandé. La valeur de la résistance R_s dépend des pertes par conduction maximales P_{cd} et de la tension composée U , les trois phases étant considérées comme équilibrées. Les pertes par conduction maximales sont évaluées à partir des données fournies par le constructeur. D'après la littérature [45], il est admis que la valeur maximale des pertes par conduction est égale à la moitié des pertes maximales d'un onduleur, l'autre moitié étant les pertes par commutation. Ainsi pour un onduleur d'une puissance de 1 MW avec un rendement de 97 %, les pertes par conduction maximales sont égales à 15 kW.

3. STATCOM : STATic COMPensator, dispositif utilisé pour la compensation dynamique de puissance sur les réseaux électriques. Ces applications sont multiples : compensation de puissance réactive, contrôle de la tension, filtre, etc.

La valeur de la résistance R est donnée par la formule :

$$R_s = \sqrt{\frac{3 U^2}{2 P_{cd}}} \quad (\text{V.5})$$

Ce modèle de la résistance R_s est intégré dans le modèle des éoliennes et dans le calcul des pertes associées intervenant lors du calcul de répartition de charge à l'intérieur du parc éolien. Ces pertes viennent s'ajouter aux pertes Joule du parc.

Le graphique de la figure V.3 montre la variation des pertes dans un parc éolien, avec et sans prise en compte dans l'optimisation des pertes actives dans les onduleurs. Les pertes obtenues avec la prise en compte des pertes dans les onduleurs sont environ deux fois plus élevées que les pertes obtenues sans prise en compte de ces pertes. Cet exemple illustre la nécessité d'inclure dans l'optimisation interne du parc éolien le calcul dynamique des pertes dans les onduleurs. Les hypothèses de simulation sont données en annexe B.1.1.

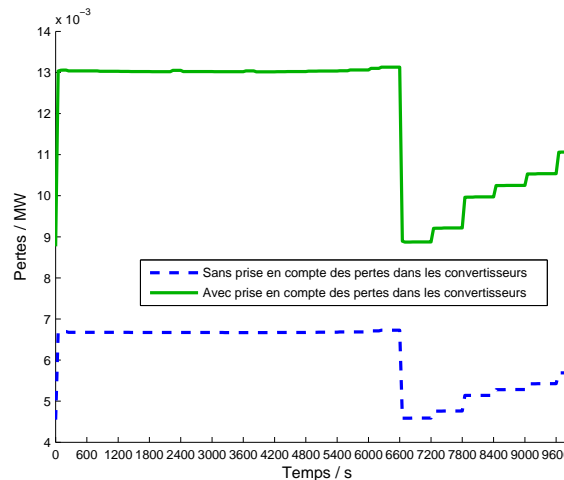


FIGURE V.3 – Pertes dans un parc éolien avec et sans prises en compte dans l'optimisation des pertes dans les convertisseurs. Les pertes tracées sont les pertes Joule dans le parc, additionnées aux pertes dans les convertisseurs.

La figure V.4 détaille la production de puissance réactive des différentes éoliennes du parc. Ces résultats sont obtenus respectivement, avec et sans prise en compte des pertes dans les onduleurs. Les résultats illustrés sur le graphique de droite montrent que la production de puissance réactive est d'autant plus importante que l'éolienne considérée est proche du PCC, ce qui correspond bien aux résultats attendus : les éoliennes les plus éloignées produisent moins de puissance réactive pour diminuer les pertes Joule dans les lignes.

Dans le second cas, la production totale de puissance réactive des éoliennes est supérieure et les productions individuelles sont relativement proches les unes des autres. Les éoliennes les plus proches du PCC produisent toujours plus de puissance réactive que celles plus éloignées mais le phénomène est moins marqué car les pertes dans les convertisseurs sont prépondérantes devant les pertes des lignes du parc. Pour ne pas générer trop de pertes dans les convertisseurs, malgré la distance, l'algorithme d'optimisation n'augmente pas le niveau de production de puissance réactive des éoliennes les plus éloignées afin de ne pas augmenter le niveau total de pertes.

La modélisation des pertes actives engendrées par la production de puissance réactive dans les onduleurs des éoliennes permet donc d'obtenir un modèle mathématique des pertes dans les parcs éoliens plus proche de la réalité. Les pertes Joule dans les lignes des parcs jouent une influence plus faible sur le calcul du point de fonctionnement optimal des parcs.

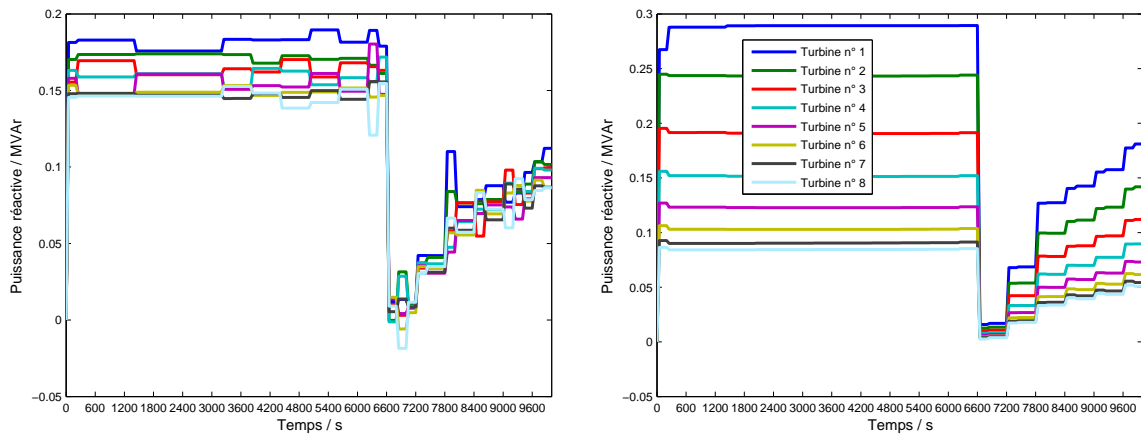


FIGURE V.4 – Puissances réactives générées par chaque génératrice éolienne avec (à gauche) et sans (à droite) prise en compte des pertes dans les convertisseurs.

V.2.3 Présentation et analyse des résultats obtenus

V.2.3.1 Scénario de simulation

Le réseau de distribution utilisé dans cette étude est identique à celui utilisé dans l'étude détaillée au paragraphe IV.3.1. La courbe de charge est également identique à celle utilisée précédemment, mais ne va pas au delà des 9 600 secondes pour des raisons de rapidité de simulation.

Deux parcs éoliens sont connectés au réseau et il n'y a pas d'autre GED connectée. Concernant la localisation du point de connexion des parcs éoliens sur le réseau de distribution, la configuration retenue est une configuration médiane : les parcs éoliens sont placés à mi-distance, entre l'extrémité des départs et le poste source.

La topologie et les caractéristiques détaillées du parc éolien sont données en annexe B.1.1.

Les parcs éoliens sont constitués de plusieurs GED dont la puissance active produite fluctue avec les variations de vent. Ce sont donc des sources d'énergie variables. Cette variabilité pose au GRD, des problèmes de maintien du point de fonctionnement supposé optimal du parc éolien. Cette considération est discutée dans le paragraphe V.2.2.3. Pour tenir compte de ce fait, il est nécessaire d'introduire une *courbe de vent* donnant en fonction du temps de simulation la vitesse du vent disponible et donc la puissance active générée par les éoliennes. Une évolution possible est illustrée sur la figure V.5. En première approximation, et pour simplifier la mise en œuvre de ces données, la puissance active générée par les éoliennes sera considérée comme étant proportionnelle à la vitesse du vent disponible et maximale à l'instant $t = 3\ 000$ s.

L'exploitation des résultats de simulation obtenus est effectuée en trois temps. Dans un premier temps, les résultats obtenus sans variation de vent sont présentés afin de valider le choix de l'algorithme d'OMD-PE. Dans un second temps la courbe de vent présentée sur la figure V.5 est appliquée aux parcs éoliens de la simulation de manière à étudier le comportement de l'OMD-PE entre deux consignes du réglage de tension centralisé, c'est-à-dire provenant du GRD. L'objectif de l'exploitation des résultats est de valider l'OMD-PE et de comparer les deux stratégies de calcul de la consigne en sortie des parcs : contrôle de la tension ou contrôle de la puissance réactive.

Le nombre d'études de cas présentées ci-après est volontairement limité pour alléger la lecture de ce chapitre. Seules les études les plus significatives sont détaillées. Le lecteur

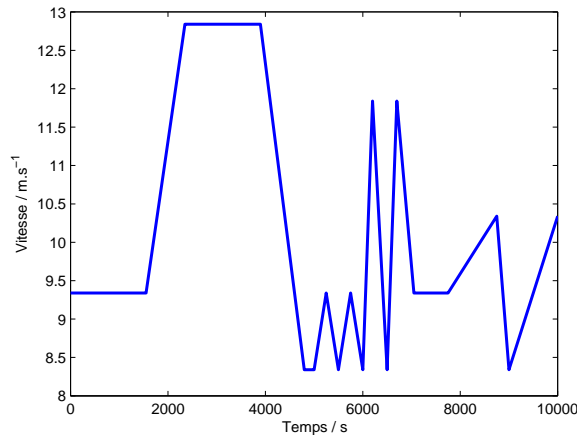


FIGURE V.5 – Vitesse du vent en fonctions temps.

intéressé pourra se reporter à la lecture du rapport de Pierre Rault [42], dans lequel il trouvera un complément détaillé aux présents résultats.

V.2.3.2 Résultats obtenus sans variation de vent

Cette première série de résultats est obtenue en considérant la vitesse du vent et donc, la puissance produite par les parcs éoliens, comme constante. Les résultats obtenus étant relativement similaires, que ce soit pour le premier ou le second parc, seuls les résultats du premier parc sont donnés ici.

La première grandeur étudiée est l'injection de puissance réactive. Les résultats sont présentés sur la figure V.6. Dans un premier temps, jusqu'à 6 600 s environ, la charge du réseau demeure à peu près constante. Dans les deux cas de simulation comparés, réglage de la puissance réactive en sortie du parc et réglage de la tension en sortie du parc⁴, la puissance réactive effectivement produite suit bien la consigne calculée par l'OMD, et donc envoyée par le GRD. Au-delà, à mesure que la charge du réseau augmente, les résultats diffèrent. Dans le cas de l'OMD-PE de type Q, la puissance réactive produite suit bien la consigne. Ce résultat est conforme aux attentes. À l'inverse, dans le cas de l'OMD-PE de type V, la puissance réactive s'écarte de la consigne. Globalement, l'écart est assez faible et ne permet pas de justifier le choix d'une méthode devant l'autre.

Cependant, à l'instant $t = 8\,400$ s, un important écart par rapport à la consigne apparaît. En amplitude, par rapport à la moyenne de la courbe, la valeur opposée est observée pour le second parc (c.f. figure B.2 en annexe). Cet écart, très significatif, s'explique par la non coordination des deux algorithmes OMD-PE contrôlant les deux parcs éoliens connectés au réseau. Il existe sans doute plusieurs solutions sous optimales aux calculs d'optimisation, qui donnent des résultats proches. Pour s'en convaincre, il suffit d'additionner les puissances réactives produites à cet instant par les deux parcs : le résultat obtenu est proche des niveaux de puissance réactive calculés avant et après cet écart important par rapport à la consigne.

La seconde grandeur étudiée est la tension en sortie du parc. Les résultats sont présentés sur la figure V.7.

Quel que soit le type de réglage, sans variation de vent, la tension au PCC reste proche

4. Dans la suite de l'étude, l'OMD-PE avec réglage de la puissance réactive en sortie du parc sera dénommé par commodité *OMD-PE de type Q* et l'OMD-PE avec réglage de la tension en sortie du parc, *OMD-PE de type V*

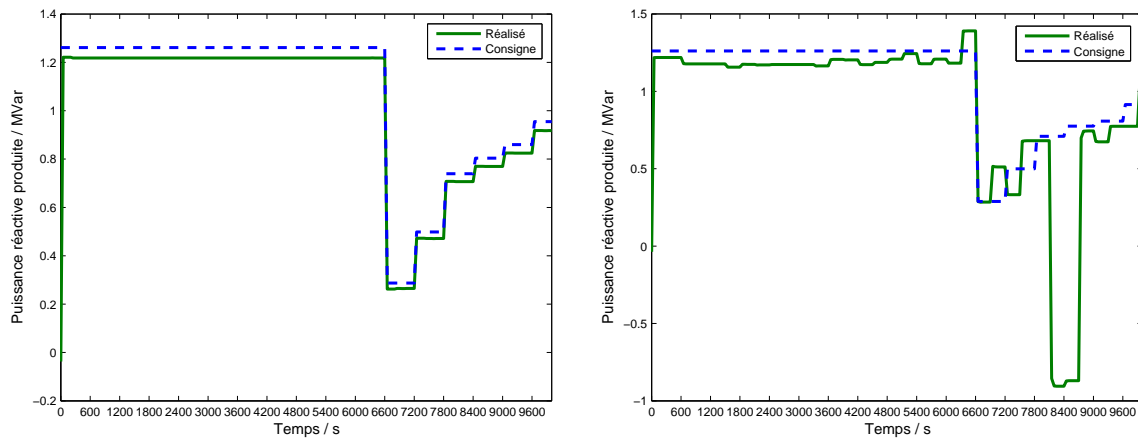


FIGURE V.6 – Puissance réactive générée par un parc sans variation du vent : OMD-PE de type Q (à gauche) et OMD-PE de type V (à droite).

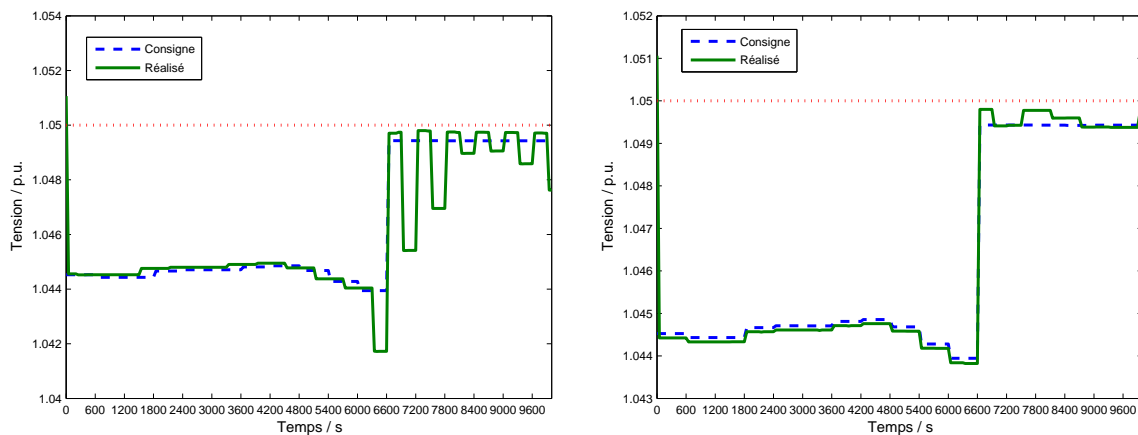


FIGURE V.7 – Tension au PCC d'un parc, sans variation du vent : OMD-PE de type Q (à gauche) et OMD-PE de type V (à droite).

de la consigne. L'écart est un peu plus marqué dans le cas de l'OMD-PE de type Q, car c'est la puissance réactive qui est pilotée et non la tension. Là encore, ce cas de figure ne permet pas de trancher en faveur de l'un ou de l'autre des réglages. Tous les deux donnent des résultats satisfaisants.

Cette première série de résultats illustre le fonctionnement des deux types de réglage interne des parcs éoliens développés : réglage avec contrôle de la puissance réactive et réglage avec contrôle de la tension. Sur ce cas simple, sans vent, c'est-à-dire avec une puissance active constante, les résultats sont satisfaisants et ne révèlent pas de différence significative, en termes de performances, entre les deux types de réglage. Des études complémentaires sont toutefois nécessaires pour compléter ces résultats.

V.2.3.3 Résultats obtenus avec variations de vent

Dans cette étude, une variation de vent et donc, de puissance active, est appliquée aux parcs éoliens. Les hypothèses de simulation restent identiques à celles utilisées lors de l'étude précédente. L'objectif est ici d'étudier la réponse fournie par les deux types de réglage interne des parcs éoliens lors d'une variation de puissance active survenant entre deux optimisations de l'OMD du GRD.

Une première observation des résultats obtenus (figures V.8 et V.9) révèle que les variations de vent lentes affectent peu le suivi de la consigne, quelque soit le réglage. Lors de variations plus rapides, c'est-à-dire plus rapides que la période de calcul de l'OMD du GRD, de légères variations peuvent être observées, notamment pour la puissance réactive. Ces variations sont, comme attendu, plus importantes dans le cas du réglage OMD-PE de type V. Pour la tension en sortie du parc, les variations observées sont de faible amplitude (environ 0.01 p.u.). Elles ne sont pas significatives et ne permettent pas de départager les deux types de réglage.

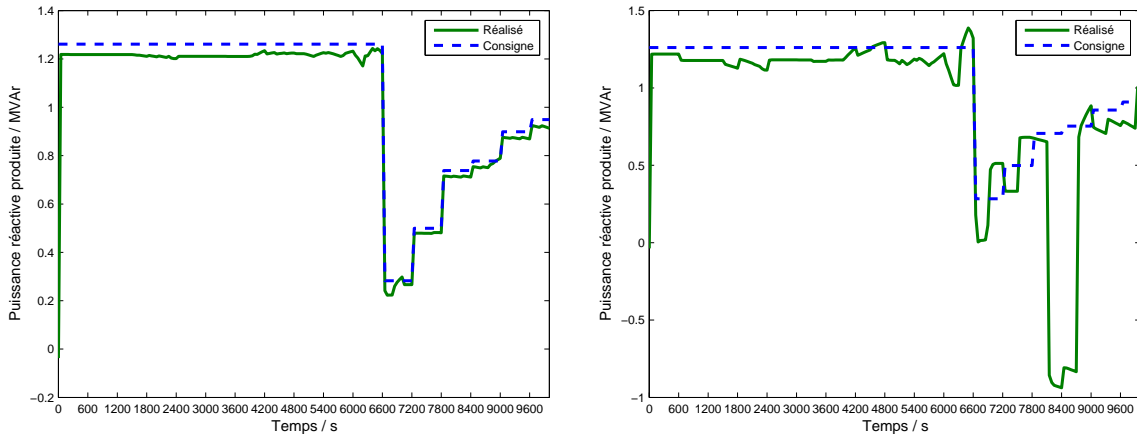


FIGURE V.8 – Puissance réactive générée par un parc avec variation du vent : OMD-PE de type Q (à gauche) et OMD-PE de type V (à droite).

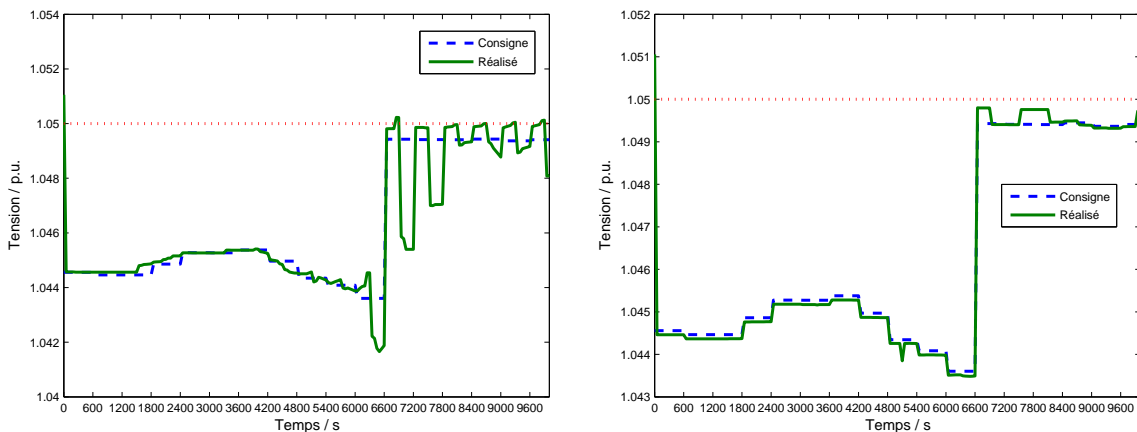


FIGURE V.9 – Tension au PCC d'un parc, avec variation du vent : OMD-PE de type Q (à gauche) et OMD-PE de type V (à droite).

Les variations de puissance réactive par rapport à la consigne calculée par l'OMD, engendrent des pertes Joule sur le réseau différentes de celles prévues par l'algorithme du GRD. La figure V.10 illustre ce fait. Ces variations par rapport aux pertes optimales théoriques sont quasiment identiques dans les deux cas.

Cette seconde étude montre donc que les deux réglages développés sont à même de contrôler efficacement des parcs d'éoliens intégrés dans un système centralisé de contrôle de la tension. Les variations de vent et donc, de puissance active, sont correctement gérées par les deux algorithmes. Ici encore, il est difficile de départager les deux réglages au niveau des performances.

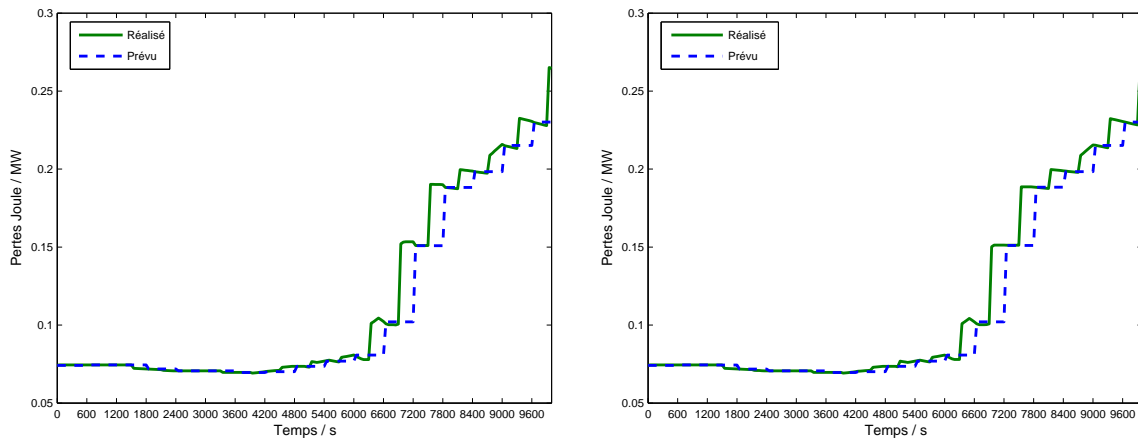


FIGURE V.10 – Pertes Joule dans le réseau de distribution, avec variation du vent : OMD-PE de type Q (à gauche) et OMD-PE de type V (à droite).

V.2.4 Conclusions de l'étude

L'application du concept de réglage optimal de la tension, tel qu'il est utilisé dans le cadre de cette thèse, c'est-à-dire dans les réseaux de distribution, se prête bien aux parcs éoliens moyennant quelques adaptations. En particulier, il est nécessaire d'introduire une modélisation spécifique du réseau de distribution, du point de vue du parc éolien et, de tenir compte des pertes à l'intérieur des onduleurs. Le modèle mathématique ainsi développé permet de mettre en œuvre aisément un processus d'optimisation, similaire à celui utilisé avec l'OMD. Deux types de réglage ont alors été développés suivant la grandeur contrôlée au PCC : tension ou puissance réactive. En termes de performance, ces deux types de réglage donnent des résultats équivalents. Les deux types de réglage peuvent donc être utilisés indépendamment, suivant les contraintes imposées par le GRD du réseau considéré. Ainsi, si la tension au point de connexion du parc est susceptible d'être très proche d'une valeur limite, il sera sans doute préférable de choisir le réglage OMD-PE de type V, de façon à strictement maintenir la tension au plus près de la valeur de consigne. Au contraire, si le GRD privilégie le respect des flux de puissance réactive dans le réseau de distribution, il conviendra alors d'utiliser le réglage OMD-PE de type Q.

Cette participation active des parcs éoliens au réglage de tension permet au GRD de disposer d'un actionneur qui réagit dynamiquement aux divers variations survenant sur le réseau, notamment entre deux calculs de consignes du réglage de tension centralisé. Cette capacité d'adaptation permet de limiter les variations de tensions et les augmentations de pertes avant le calcul d'une nouvelle consigne. Par ailleurs, du point de vue du producteur, l'optimisation interne du parc éolien permet de diminuer les pertes dans les lignes et, surtout, dans les onduleurs.

Par ailleurs, pour une rémunération supplémentaire, il est possible d'imaginer que le producteur facture au GRD le fait de disposer d'un actionneur avec une fonction de réglage avancée et dynamique du parc. Cela constituerait, en quelque sorte, un service auxiliaire.

En guise de perspectives pour cette étude, il serait intéressant maintenant d'étudier ce type de réglage appliqué à des parcs éoliens mixtes, composés de génératrices complètement interfacées par de l'électronique de puissance et d'autres directement couplées au réseau. En particulier, il serait alors nécessaire d'intégrer la gestion des bancs de condensateurs associés à ce dernier type de génératrices. Enfin, l'OMD-PE étant un réglage local utilisant une consigne de puissance réactive ou de tension, il pourrait être aussi intéressant de coupler ce réglage avec le réglage auto adaptatif de G. Rami [33], qui est un réglage local, donc ne

prenant en compte que des variables de la GED (tension, puissances ...). L'alternance entre les deux types de consigne est alors automatique et, en cas de perte de communications avec le GRD et donc, d'absence de consigne calculée par l'OMD, le réglage du parc éolien pourrait continuer à fonctionner de manière autonome. Cette solution permettrait sans doute d'améliorer la fiabilité du réglage de tension.

V.3 Vers une industrialisation de l'OMD

V.3.1 Contexte industriel

Les travaux de recherche menés dans cette thèse s'inscrivent dans un contexte de partenariat entre le monde universitaire et le monde industriel. Le réglage de tension dans les réseaux de distribution est un concept relativement nouveau lié à l'augmentation du nombre de productions décentralisées connectées aux réseaux de distribution. Auparavant, dans les réseaux de distribution, une planification rigoureuse et des investissements dans le développement des infrastructures électriques étaient suffisants pour satisfaire la demande en énergie électrique, faire face à sa croissance et prévenir les situations critiques. Aujourd'hui, la situation est différente. Les gestionnaires de réseaux doivent faire face à de nouveaux défis, pour lesquels leurs réseaux de distribution ne sont pas complètement préparés. L'insertion de la production décentralisée et donc la résolution des problèmes de tension associés est un de ses défis.

Aussi, le développement d'outils de contrôle de la tension et de la puissance réactive (Volt VAR Control, VVC) correspond à un réel besoin de la part des gestionnaires de réseaux. C'est dans ce contexte que se situe cette thèse, puisque les travaux sont menés au sein du groupement d'intérêt économique IDEA, partenariat entre trois entités différentes : un partenaire universitaire, le G2Elab, associé à l'institut polytechnique de Grenoble (Grenoble INP) et deux partenaires industriels, EDF R&D et Schneider Electric. Dans le domaine des réseaux de distribution, EDF R&D travaille sur l'optimisation des systèmes et matériels dans le nouveau contexte de la distribution. Schneider Electric est une entreprise qui fabrique et propose des solutions de gestion de l'énergie électrique.

Les concepts sont développés au sein du laboratoire par des équipes de recherche mixtes (universitaires et industriels associés), puis, s'ils se révèlent intéressants, sont testés et industrialisés dans les entreprises partenaires. Le réglage de tension est ainsi en phase de pré-industrialisation chez EDF R&D, dans le cadre d'un projet visant à développer des Fonctions Avancées de Réseau (FAR).

De plus, dans le cadre de l'étude de la participation avancée des parcs éoliens au réglage de tension (c.f. paragraphe V.2), un brevet est en cours de dépôt par Schneider Electric. Ce brevet concerne l'algorithme OMD-PE permettant au gestionnaire du parc éolien d'optimiser l'usage de son parc tout en respectant des contraintes internes et une éventuelle consigne fournie par le GRD, dans le cadre de fourniture de services auxiliaires aux réseaux de distribution. Ce brevet montre l'intérêt industriel de l'algorithme développé.

Le réglage de tension s'inscrit donc dans une dynamique recherche-industrie forte. Ces travaux universitaires de recherche correspondent à des problématiques rencontrées par les gestionnaires de réseaux et les fabricants de matériels électriques.

Le projet FENIX est un autre exemple de projet mettant en jeu des partenaires académiques et industriels. L'objectif de ce paragraphe est donner quelques résultats obtenus dans le cadre de ce projet, en rapport bien entendu avec le réglage optimal de la tension développé dans cette thèse.

V.3.2 Résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX

Le projet FENIX⁵ est un projet européen (contrat SES6–518272), qui vise à préparer et faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. L'objectif est de contribuer à rendre le système électrique européen plus sûr, plus efficace (technologiquement et économiquement) et plus écologique. Le projet a été démarré en octobre 2005 et s'est arrêté en septembre 2009. Il incluait vingt partenaires, industriels, centres de recherche et gestionnaires de réseaux, issus de huit pays d'Europe (Royaume-Uni, France, Espagne, Allemagne, Autriche, Slovaquie, Roumanie et Pays-Bas.). Le budget était d'environ 15 millions d'euros.

L'organisation générale du projet est présentée sur la figure V.11. Il était constitué de six *Work Packages* ou *WP*, les WP5 et WP6 étant des WP non techniques.

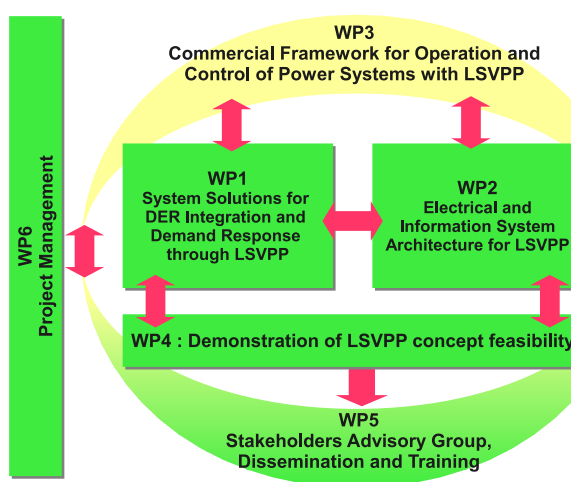


FIGURE V.11 – Organisation générale du projet FENIX, source : projet FENIX.

En relation avec la thèse, le réglage de tension développé s'inscrit directement dans les WP2 et WP4 du projet. Pour le WP2, une spécification technique du réglage de tension a ainsi été écrite en vue de la définition d'outils de gestion des réseaux de distribution chez les GRD.

Le WP4 regroupe une partie des démonstrations techniques mises en œuvre pour démontrer la faisabilité des concepts développés au cours du projet. Ainsi, dans ce cadre là, le réglage de tension développé a été testé sur un modèle de réseau de distribution issu d'un réseau espagnol réel : le réseau *Alava*.

V.3.2.1 Description du réseau utilisé

Le réseau Alava est situé dans la proche région de Bilbao en Espagne. Il s'étend sur une superficie d'environ 3 000 km² et alimente 169 000 clients basse tension. Particularité locale, le réseau de distribution est constitué de trois niveaux de tension : 30 kV, 13.2 kV et 11 kV. La longueur totale des lignes du réseau de distribution est de 1 907 km, dont 80% de lignes aériennes et 20% de câbles enterrés. La charge maximale du réseau est d'environ 320 MW. Le réseau 30 kV est maillé, mais exploité de manière radiale. Le réseau 13.2 kV est lui radial. Le réseau de distribution est connecté à un réseau de transport 220 kV au moyen de 8 transformateurs d'une capacité individuelle de 60 MVA, soit au total 480 MVA. Ce réseau est lui-même connecté au réseau de transport national 400 kV. Les figures V.12 et

5. <http://www.fenix-project.org/>

V.13 donnent la topologie du réseau. Les valeurs de production des GED indiquées sur les schémas ne correspondent pas à celles utilisés dans les simulations. La figure V.14 montre la représentation du réseau Alava dans l'outil de simulation.

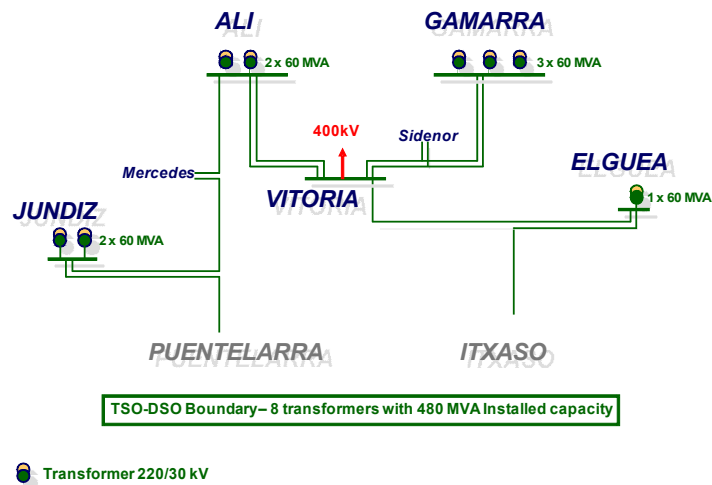


FIGURE V.12 – Réseau Alava 220 kV, source : projet FENIX.

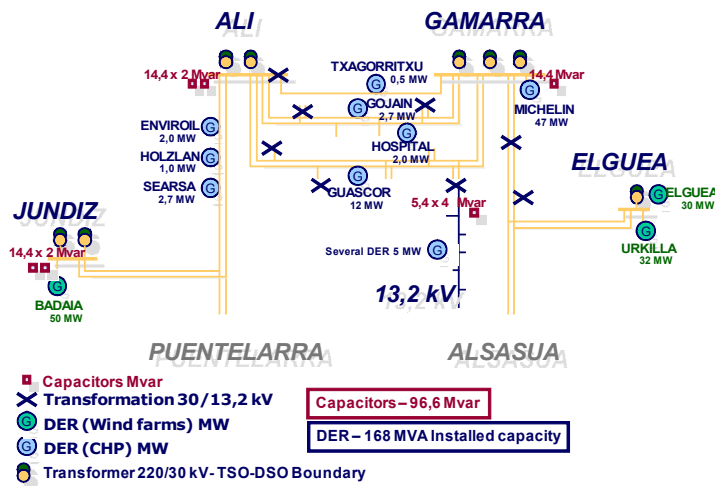


FIGURE V.13 – Réseaux Alava 30 kV et 13.2 kV, source : Projet FENIX.

Le réseau utilisé pour les simulations est un réseau réduit extrait du réseau décrit ci-dessus. Il comporte 1 066 nœuds et 1 076 lignes pour une charge totale d'environ 110 MVA. Les transformateurs régleurs en charge sont au nombre de 5 : un transformateur 30 kV / 11 kV, trois transformateurs 30 kV / 13.2 kV et un transformateur 220 kV / 30 kV reliant la partie distribution à la partie transport. Chaque transformateur dispose de 19 prises, pour une plage de réglage s'étalant entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u.

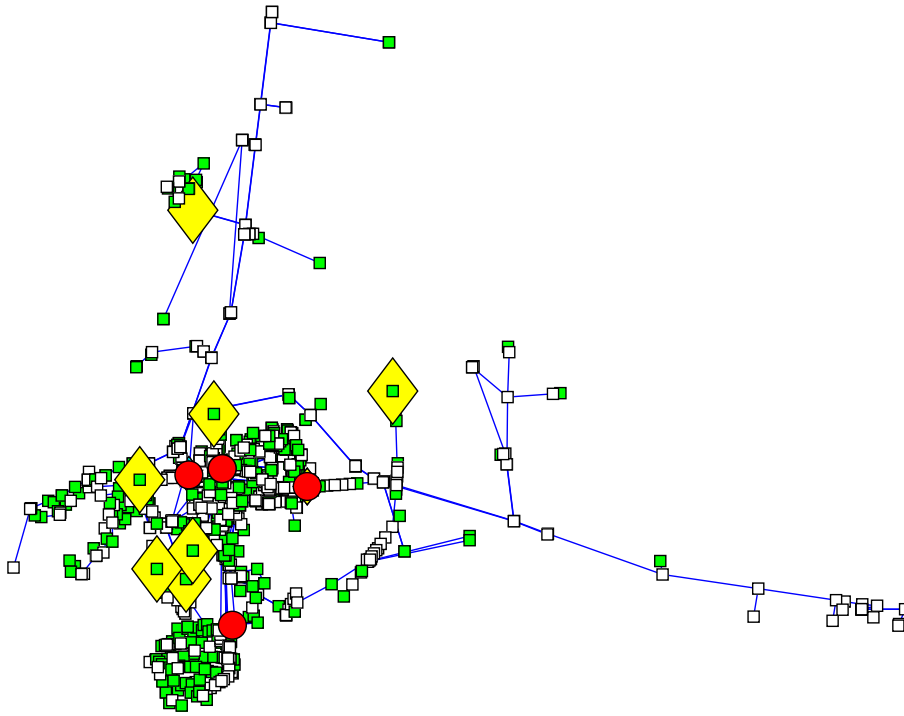


FIGURE V.14 – Réseaux Alava : représentation des données réseau dans l'outil de simulation. Les carrés verts représentent les charges, les losanges jaunes les GED, le disque rouge le poste source et les carrés blancs les nœuds passifs, c'est-à-dire, sans charge et sans GED connectée

9 GED sont connectées au réseau à différents niveaux de tension, représentant une puissance installée d'environ 70 MVA. Les puissances individuelles des GED sont les suivantes : une GED de 38 MVA, une GED de 5.9 MVA, quatre GED de 5 MVA, une GED de 1.6 MVA et deux GED de 1 MVA. La capacité installée représente 64 % de la charge, ce qui en fait un réseau d'étude intéressant en termes de réglage de la tension car l'impact de la production décentralisée est potentiellement important. Le réseau comporte, enfin, un banc de condensateurs d'une puissance réactive de 14.4 MVA, connecté au réseau 30 kV au niveau du poste 220 kV / 30 kV.

V.3.2.2 Première étude de cas : contrainte locale de tension

Le principe général de cette première étude est de valider une nouvelle fois la méthode de l'OMD avec un cas simple en utilisant ce réseau, plus complexe que les réseaux français utilisés au chapitre précédent. Le réseau FENIX est un réseau en partie maillé qui possède plusieurs niveaux de tension. L'objectif est donc d'observer le comportement des organes de réglage de la tension (transformateurs régleurs en charge, bancs de condensateurs et GED) et de déterminer si celui-ci est toujours conforme au comportement attendu.

Le réseau d'Alava est porté localement en limite de fonctionnement en augmentant artificiellement la puissance active d'une GED jusqu'à voir apparaître une contrainte de tension locale, dans le cas de la simulation sans réglage de tension. Le temps de simulation est donc relativement court (200 s). La méthode de l'OMD est ensuite appliquée au même réseau avec le même scénario et les résultats sont comparés.

L'observation du plan de tension de la figure V.15 révèle que le réglage classique de la tension, c'est-à-dire uniquement les transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs, ne parvient pas à rétablir les tensions dans les limites admissibles en certains

nœuds du réseau. De manière générale, la tension est bien maintenue entre les limites admissibles mais, en certains nœuds proches des GED, celle-ci dépasse la limite des 1.05 p.u. Les transformateurs réglés en charge sont aveuglés car ils ne mesurent que la tension du nœud où sont reliées les têtes de départs du réseau ; ils sont dans l'incapacité de détecter une surtension locale provoquée par une GED.

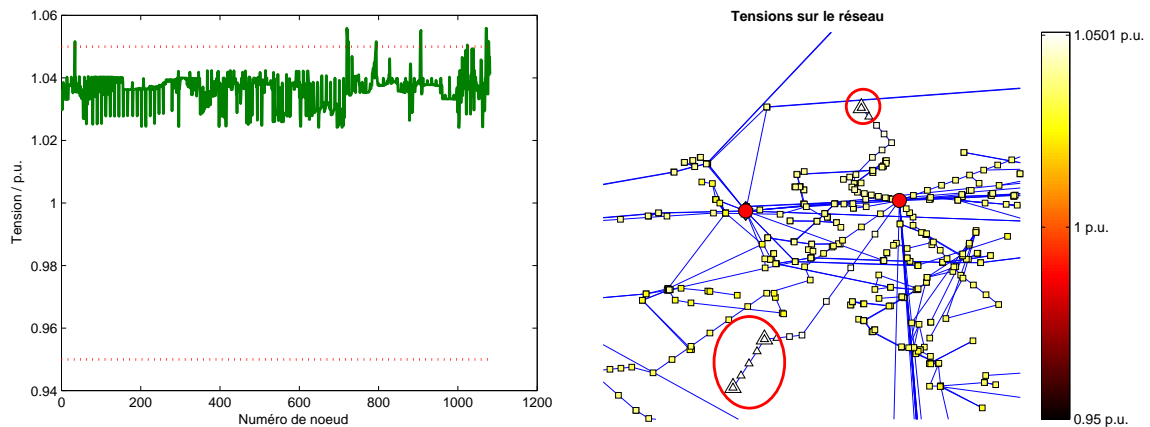


FIGURE V.15 – Projet FENIX, première étude de cas : plan de tension sans réglage optimal de tension.

Au contraire, l'observation de la figure V.16 montre que le plan de tension obtenu avec application de la méthode OMD est dans les limites réglementaires. Les tensions des GED, précédemment en surtension, sont maintenues en dessous de la limite des 1.05 p.u. grâce à une absorption de puissance réactive par ces mêmes GED.

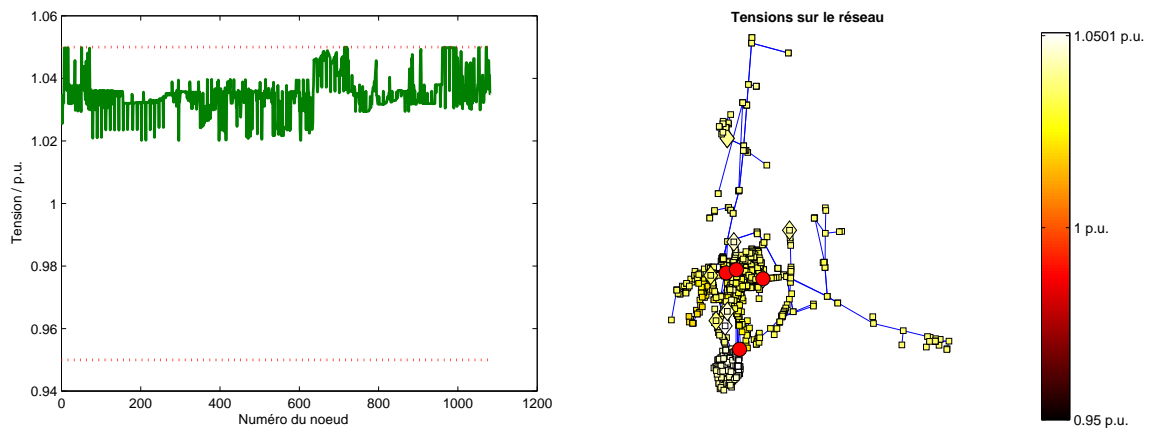


FIGURE V.16 – Projet FENIX, première étude de cas : plan de tension avec réglage optimal de tension.

Les courbes de la figure V.17 montre que l'algorithme optimise bien les flux de puissance réactive dans le réseau. Sans contrôle de la tension, un flux plus important de puissance réactive se met en place entre le réseau amont et le réseau considéré. Avec l'OMD, un flux plus faible permet de diminuer le transport de puissance réactive sur le réseau amont et donc diminue les contraintes de tension sur ce réseau.

De manière générale, sans que cela soit une stratégie mise en œuvre explicitement mais bien une conséquence du processus d'optimisation, l'algorithme cherche à maintenir la tension la plus élevée possible en jouant en premier lieu sur les prises des transformateurs réglés en charge qui ont un pouvoir de réglage global de la tension de leur réseau aval respectif puis, en second lieu, en jouant sur la puissance réactive des GED, qui, elles, ont un pouvoir de réglage local de la tension. Les bancs de capacité ont un rôle de régulation

des transits de puissance réactive. Dans la majorité des cas, les GED vont donc absorber de la puissance réactive pour redescendre la tension en dessous de la limite supérieure.

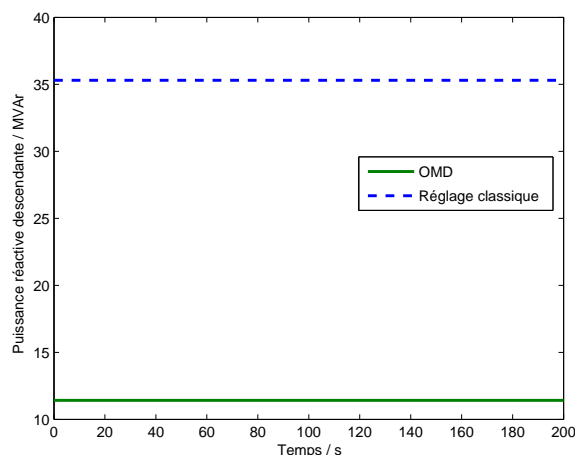


FIGURE V.17 – Projet FENIX, première étude de cas : transit de puissance réactive dans le transformateur 220 kV / 30 kV.

Ces premiers résultats sont identiques à ceux obtenus au chapitre IV dans le cas des réseaux français. Ils permettent une première validation simple de l’algorithme développé sur un réseau complexe (plusieurs niveaux de tension et réseau maillé).

V.3.2.3 Deuxième étude de cas : variation journalière de la charge

L’objectif de cette seconde étude de cas est d’étudier les performances de l’OMD, mis en œuvre dans le réseau Alava, avec un cas de simulation plus réaliste. Les hypothèses prises ici sont connues : il s’agit de simuler une partie d’un cycle de variation journalière de la charge du réseau. Ce cycle et les autres hypothèses de simulation sont présentés au chapitre IV.

L’observation du graphique de droite de la figure V.18 donnant l’évolution des tensions minimales et maximales du réseau, révèle que le réglage classique de la tension ne peut maintenir celle-ci entre les limites admissibles. Le même phénomène que précédemment se répète durant toute la variation de charge : bien que les transformateurs régleurs en charge accomplissent pleinement leur mission au niveau des jeux de barres puisque la tension est bien comprise entre les limites réglementaires, pour les nœuds plus éloignés, ils sont aveuglés et ne peuvent repérer les surtensions proches des GED.

Pour palier à ce défaut, une première stratégie simple serait d’abaisser la consigne de tension des transformateurs régleurs en charge puisque la marge entre la tension la plus basse et la tension la plus haute est inférieure à l’écart entre les deux extremums autorisés. Cependant, cette méthode dégrade les pertes Joule car le plan de tension est globalement abaissé et, de plus, elle n’est pas viable à long terme avec une charge importante et un fort taux de pénétration de la génération distribuée. L’écart entre la tension maximale et la tension minimale devient supérieur à l’écart entre les limites admissibles. Un changement de prise ne permet plus de ramener la tension dans la zone autorisée.

L’algorithme de l’OMD parvient lui, par contre, à contenir la tension dans les limites quel que soit le nœud du réseau, comme le montre le graphique de droite de la figure V.18 (la tension maximale est confondue avec la limite supérieure des 1.05 p.u.).

Qui plus est, la figure V.19 montre que l’algorithme optimise effectivement les pertes Joule du réseau. Les pertes instantanées obtenues avec le réglage optimisé sont plus faibles

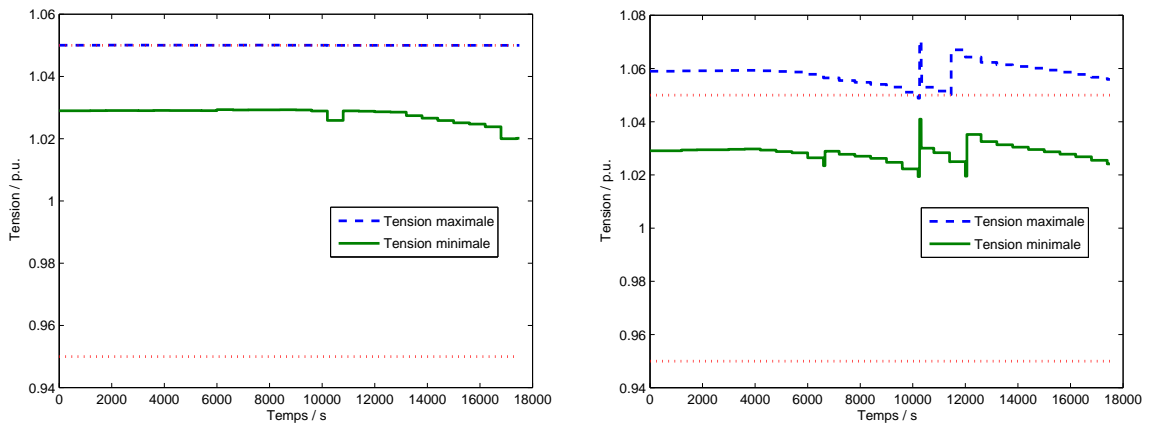


FIGURE V.18 – Projet FENIX, deuxième étude de cas : tensions minimales et maximales avec réglage optimal de la tension (à gauche) et réglage classique (à droite, sans réglage optimal de la tension).

que celles obtenues avec le réglage classique. Les pics observés sur la courbe des pertes Joule instantanées du réglage classique correspondent au changement de prises du régulateur en charge. À mesure que la charge du réseau augmente, la tension diminue et donc les pertes augmentent. Si la tension réseau augmente, à charge constante, les pertes diminuent. Lorsque la tension devient inférieure à une valeur seuil aux bornes des transformateurs régleurs en charge, ceux-ci passent sur la prise immédiatement supérieure. On observe alors (notamment à 10 000 s et 12 000 s) une chute des pertes Joule, correspondant à une élévation du plan de tension. Cette variation est difficilement observable sur le graphique (2 pics, courbe en pointillés) car elle est de faible amplitude et rapide (la constante de temps de l'automate du transformateur régulateur en charge est égale à 60 s).

Dans cet exemple, l'OMD permet de ramener la tension dans la plage acceptable et également de réduire les pertes. Dans les cas où la contrainte de tension est plus forte, l'algorithme demande une plus forte absorption de réactif aux producteurs, ce qui conduit finalement à augmenter les pertes, mais la tension est maintenue dans les limites admissibles, ce qui n'est pas le cas avec le réglage classique.

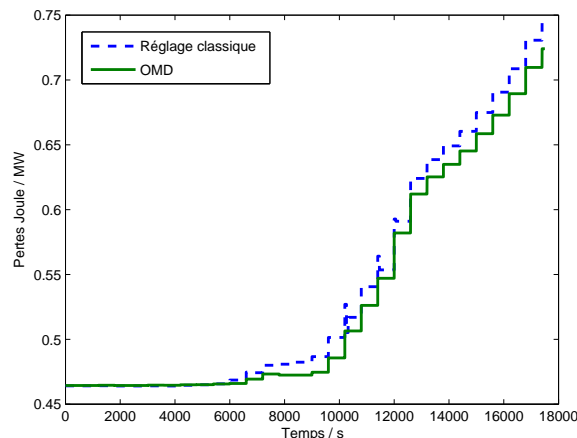


FIGURE V.19 – Projet FENIX, deuxième étude de cas : pertes Joule dans le réseau.

Ce phénomène est corrélé par l'observation des graphiques de la figure V.18. Dans le cas du réglage de tension optimisé, ces pics ne sont pas observés car la courbe des pertes est *lissée* par la régulation de la puissance réactive des GED.

Cette régulation s'observe particulièrement bien sur les courbes du transit de puissance réactive dans le transformateur 220 kV / 30 kV (c.f. figure V.20). Alors que, dans le cas du réglage classique, ce transit descendant s'établit entre 14 MVar et 35 MVar, en croissance monotone, dans le cas du réglage optimisé, le transit est compris entre -2 MVar et 12 MVar, ce qui signifie que, pendant un certain temps, le réseau de distribution fournit de la puissance réactive au réseau de transport. La puissance réactive des charges étant identique entre les deux simulations, la régulation de la puissance réactive des groupes par l'algorithme d'optimisation est donc bien effective.

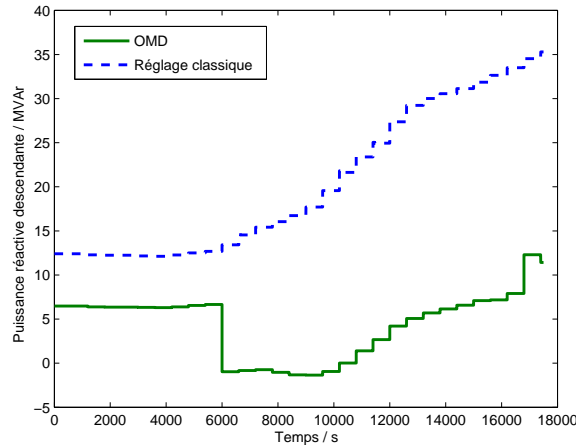


FIGURE V.20 – Projet FENIX, deuxième étude de cas : transit de puissance réactive dans le transformateur 220 kV / 30 kV.

Cette régulation s'observe aussi sur les courbes de la figure V.21 représentant l'évolution de la tension et de la puissance réactive aux bornes d'une GED. La GED numéro 1 077 (Arzubiaga), sans contrôle de la puissance réactive (réglage PQ avec $Q = 0$ et $P = 1$ MW), voit sa tension dépasser la limite supérieure des 1.05 p.u. la plus grande majorité du temps. À mesure que la charge augmente, la tension diminue et repasse sous la limite mais, au bout d'un certain temps la tension remonte brusquement sous l'effet d'un changement de prise d'un transformateur régleur en charge. Au contraire, avec l'OMD la tension est maintenue sous la limite mais suffisamment proche de celle-ci de manière à minimiser les pertes Joule. La régulation de la puissance réactive de la GED est bel et bien effective.

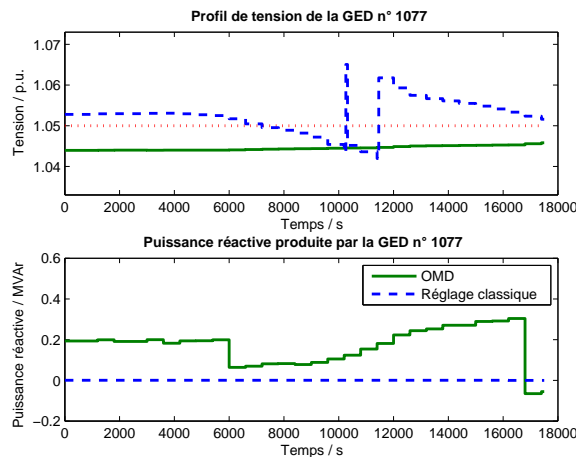


FIGURE V.21 – Projet FENIX, deuxième étude de cas : tension et puissance réactive de la GED numéro 1077.

Enfin, l'observation des courbes de la figure V.22 montre bien la régulation différente, d'un réglage à un autre, des prises des transformateurs régulateurs en charge. N'existant plus de seuil de tension pour le changement des prises, dans le cas de l'OMD, les basculements de prises ont lieu à des instants différents.

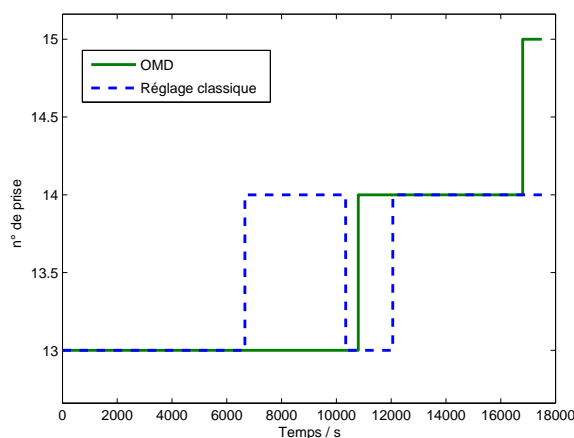


FIGURE V.22 – Projet FENIX, deuxième étude de cas : évolution des prises d'un transformateur 30 kV / 13.2 kV.

Cette seconde étude de cas montre que l'OMD conserve son efficacité malgré sa mise en œuvre sur un réseau de distribution plus complexe avec des conditions de variation de charge réaliste. La tension est maintenue entre les limites admissibles quelque soit la portion de réseau considérée, qu'elle soit maillée ou radiale. Cette étude confirme la robustesse de l'OMD.

V.3.2.4 Troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source

Une des caractéristiques d'exploitation particulières du réseau Alava est qu'il existe une contrainte de facteur de puissance imposée au niveau du transformateur 220 kV / 30 kV. Cette contrainte permet au gestionnaire du réseau de transport de mieux contrôler les flux de puissance réactive circulant sur son réseau.

Du point de vue du processus d'optimisation, cette consigne de facteur de puissance est considérée comme une contrainte et non comme un objectif. L'algorithme d'optimisation ne contrôle pas la puissance active circulant sur le réseau, aussi le contrôle du facteur de puissance est équivalent au contrôle de la puissance réactive circulant dans le transformateur. Pour garder la cohérence avec la consigne du gestionnaire de réseau de transport, la grandeur contrôlée par l'algorithme d'optimisation est le facteur de puissance, exprimé avec la relation $\tan \varphi$, φ étant le déphasage entre le courant et la tension.

Le scénario de simulation retenu dans cette troisième étude de cas est une variation de la consigne de $\tan \varphi$ entre +0.4 et -0.4 par pas de 0.2 toutes les 1000 s. Ce scénario ne correspond pas à une évolution réaliste de la consigne du facteur de puissance mais permet d'étudier un ensemble de situations possibles.

Les résultats obtenus peuvent être observés premièrement sur la figure V.23. L'évolution de la consigne correspond au scénario donné précédemment. La valeur réelle obtenue après optimisation montre que l'algorithme d'optimisation parvient à suivre la consigne, avec une marge d'erreur correspondant à la tolérance acceptée. Cette tolérance est nécessaire pour la convergence de l'algorithme d'optimisation dans le cas de l'existence d'une contrainte forte telle que le suivi d'une consigne. Le suivi d'une consigne est généralement défini comme un objectif plutôt que comme une contrainte car, si un objectif peut être dépassé, au prix

d'une pénalité sur la fonction objectif (par exemple une augmentation des pertes), une contrainte se doit d'être respectée par l'algorithme d'optimisation. Le suivi d'une consigne sans tolérance est donc généralement impossible. La difficulté est de définir une tolérance suffisamment grande pour permettre une convergence de l'algorithme mais suffisamment faible pour éviter une trop grande déviation de la fonction objectif. Dans le cas d'étude présent, la tolérance sur le facteur de puissance est fixée après essais et erreurs à ± 0.01 . Cette valeur permet, dans le cas de cette étude, de satisfaire aux exigences citées ci-avant.

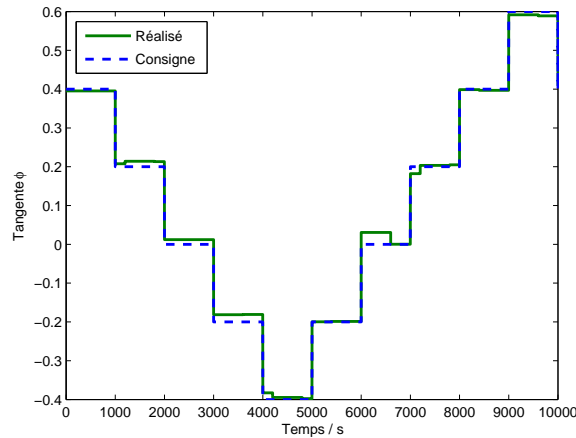


FIGURE V.23 – Projet FENIX, troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source.

Le choix d'utiliser une contrainte au lieu d'un objectif pour le suivi de la consigne du facteur de puissance est justifié par la difficulté de déterminer la pénalité à appliquer sur le résultat de la fonction objectif, c'est-à-dire les pertes, pour une déviation donnée par rapport à la consigne. Les pertes supplémentaires engendrées par cet écart pour le gestionnaire du réseau de transport, sont en effet distinctes des pertes mesurées sur le réseau de distribution : elles ne sont pas assumées par le même acteur et, l'absence de données techniques concernant le réseau de transport, empêche le calcul de ces pertes côté transport.

Une solution à ce problème serait de chercher à optimiser le coût d'exploitation des réseaux et, en particulier, le coût directement proportionnel aux pertes dans le réseau de distribution et le réseau de transport. Cette méthode permet aux différents acteurs une évaluation plus directe des bénéfices du réglage de tension. Elle requiert cependant des données économiques non aisément disponibles et dépasse donc le cadre de cette thèse.

Ce troisième cas d'étude, permet de montrer que l'algorithme de réglage de tension développé est suffisamment flexible et performant pour accepter des contraintes supplémentaires telle qu'une consigne de facteur de puissance au poste source. Les autres courbes associées à ce troisième cas d'étude sont présentées en annexe B.2.

V.3.2.5 Projet FENIX : conclusions et perspectives

Les études de cas entreprises dans le cadre du projet FENIX, montrent que l'algorithme développé est suffisamment robuste pour supporter des réseaux complexes, c'est-à-dire constitués de différents niveaux de tension et de régions radiales et maillées. L'OMD parvient ainsi à gérer, au cours d'une même optimisation, plusieurs transformateurs dont certains disposés en cascade. Cette capacité est due, d'une part, à l'utilisation d'une méthode d'optimisation numérique déterministe et, d'autre part, au choix d'utiliser un modèle de réseau permettant d'utiliser un calcul de répartition de charge pour la simulation. Cette

alliance permet ainsi une certaine flexibilité et une vitesse d'exécution compatibles avec une exécution en temps réel. Cette flexibilité est confirmée par les résultats obtenus dans la dernière étude de cas. Il est ainsi possible de modifier les variables contrôlées par l'algorithme. Les temps de calculs obtenus pour le réseau FENIX sont données dans le tableau III.1.

Ces trois études de cas montrent aussi l'intérêt de développer des méthodes de réglage de la tension performantes pour la gestion des réseaux de distribution complexes tel que celui utilisé dans le cadre du WP4 du projet FENIX. Les outils de VVC permettent une optimisation des pertes Joule et une suppression des contraintes de tension, améliorant ainsi au final la fiabilité du réseau et augmentant sa rentabilité économique en favorisant notamment la connexion d'un nombre plus important de générateurs distribués.

Ces conclusions et perspectives pour le réglage de tension, s'inscrivent bien dans celles issues plus généralement du projet FENIX. Ainsi, notamment, face à l'arrivée massive prévue de génération distribuée sur les réseaux de distribution, il est important de développer des outils, des méthodes et des règles qui vont permettre de faciliter cette intégration en limitant les impacts sur la fiabilité, la sécurité et la rentabilité des réseaux, voire même, qui permettront d'améliorer ces trois points.

En particulier, une des conclusions intéressantes du projet FENIX, est que, pour justement améliorer ces trois points, il est nécessaire d'agréger la gestion de la génération distribuée en centrales virtuelles (*Virtual Power Plant* ou *VPP*). Ces centrales virtuelles vont en effet faciliter la gestion technique et économique des producteurs décentralisés en occultant leur aspect non déterministe par effet de foisonnement [46]. La mise en œuvre de telles centrales virtuelles passe par le développement d'outils de gestion du réseau, tel que le réglage de tension.

V.3.3 Réflexions sur le déploiement du réglage de tension

Comme le montrent les conclusions des études de cas du projet FENIX et, plus généralement, les conclusions des études réalisées dans cette thèse, le réglage de tension apporte une réelle plus value pour la gestion des réseaux de distribution. Cependant, pour utiliser pleinement le potentiel du réglage de tension, il est nécessaire de mener une réflexion quant à sa mise en œuvre. L'objet de ce paragraphe est donc de mener une première réflexion sur différents aspects liés au déploiement de l'OMD dans les réseaux de distribution.

V.3.3.1 Architecture de fonctionnement du réglage de tension

Le déploiement d'un réglage de tension sur les réseaux de distribution nécessite de définir l'architecture de fonctionnement de ce réglage.

Deux types de fonctionnements peuvent être envisagés : indépendant ou coordonné.

Fonctionnement indépendant du réglage de tension Il s'agit ici d'appliquer le réglage de tension au niveau de zones très restreintes des réseaux de distribution, sans coordination entre les différents réglages mis en œuvre. Par exemple, le réglage autoadaptatif développé au sein du GIE IDEA [33] est un réglage complètement décentralisé. Une régulation est associée à chaque GED. Les mesures sont locales et il n'y a pas de communication entre les différents régulateurs installés sur un même réseau de distribution. Ce système ne peut, bien entendu, pas s'appliquer à l'OMD, puisque celui-ci agit de manière coordonné sur les GED et le transformateur régleur en charge d'un même réseau. Par nature, du fait des hypothèses retenues lors du développement (c.f. chapitre II), l'OMD est donc un réglage centralisé.

Cependant, du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution, il est possible de considérer un niveau de décentralisation supérieur, compatible avec le fonctionnement de l'OMD. Ce niveau de décentralisation correspond à la mise en œuvre la plus simple de l'OMD, c'est-à-dire le contrôle indépendant d'un transformateur demi-rame et des départs associés. Le réglage de tension optimise alors la tension du réseau considéré sans prendre en compte les réseaux proches, connectés, par exemple, au même poste source. Cette solution est la plus simple à mettre en place. Chaque transformateur demi-rame est indépendant en terme de réglage de tension (c.f. paragraphe III.4.1.1) : une variation de prise n'influence pas directement la tension coté distribution des autres transformateurs. Cette mise en œuvre simple est ainsi celle retenue pour les études réalisées dans cette thèse.

Ce fonctionnement, indépendant et décentralisé au niveau des transformateurs demi-ramas, présente plusieurs inconvénients qui peuvent être gênants, voir rédhibitoires, pour l'optimisation et le fonctionnement de certains réseaux de distribution.

En premier lieu, ce fonctionnement décentralisé ne permet pas d'optimiser de manière coordonnée le flux de puissance réactive circulant dans le poste source lorsque celui-ci est constitué de plusieurs transformateurs demi-ramas. En effet, une optimisation individuelle au niveau de chaque transformateur demi-rame, sans prendre en compte les transformateurs demi-rame situés au même poste source, empêche le contrôle de n'importe quelle grandeur du côté HTB du poste source. Il faut, pour réaliser ce contrôle, une coordination des réglages.

En second lieu, ce fonctionnement n'est pas réalisable dans le cas de réseau de distribution maillés reliant entre eux plusieurs transformateurs demi-ramas et ce, même si ces réseaux sont exploités de manière radiale. En effet, dans le cas d'une reconfiguration entre départs, suite à un défaut par exemple, ou encore dans le cas d'une défaillance d'un transformateur demi-rame, la topologie des réseaux est modifiée. La non coordination des différents réglages de tension associés à chaque transformateur demi-rame, rend le processus d'optimisation caduque : les consignes calculées ne sont plus optimales.

Enfin, si fonctionnement passe par la mise en place d'une *intelligence*⁶ décentralisée au niveau des postes sources, cela ne semble pas compatible avec les dernières tendances observées sur les réseaux de distribution. En France par exemple, l'infrastructure de calcul et les bases de données tendent à être installées dans des Agences de Conduite Régionales (ACR) afin de capitaliser les coûts d'investissement et de fonctionnement et de faciliter une supervision centralisée des réseaux. La centralisation de l'architecture informatique ne tend pas à favoriser un comportement indépendant des fonctions de conduite du réseau, même si cela reste un fonctionnement possible.

C'est pour ces raisons qu'il est nécessaire de réfléchir à la mise en œuvre d'un fonctionnement coordonné.

Fonctionnement coordonné du réglage de tension Pour tenter de palier aux défauts d'un fonctionnement indépendant du réglage de tension il est possible de considérer un fonctionnement coordonné. Un fonctionnement coordonné et centralisé au niveau du poste source peut ainsi être une solution avantageuse au regard des limites du fonctionnement indépendant exposé ci-avant : avec cette architecture coordonnée, il est possible de contrôler les grandeurs côté amont du poste source et de continuer à contrôler et à optimiser la tension et la puissance réactive dans les réseaux de distribution avals en cas de reconfiguration des réseaux ou de secours d'un transformateur demi-rame par un autre. Pour ce dernier cas,

6. Le mot *intelligence* est pris ici dans le sens de : infrastructure de calcul et bases de données informatiques

il est cependant nécessaire de mettre à jour la topologie du réseau dans la base de donnée du réseau utilisée par l'algorithme.

Ces considérations simples tendent à montrer qu'il est préférable de mettre en œuvre le réglage de tension au niveau des postes sources, en incluant au cours du même processus d'optimisation tous les transformateurs d'un même poste source. L'inconvénient est que le nombre de cas discrets à évaluer par l'algorithme d'optimisation peut devenir très important du fait des nombreuses combinaisons possibles. Suivant la puissance de calcul disponible et le nombre de cas à évaluer, il convient alors de mettre en place une solution alternative, compromis entre réglages indépendants et réglages centralisés. Cette solution passe par le déploiement de plusieurs fonctions, une pour chaque partie de réseau gérée. En terme d'*intelligence*, ce compromis est compatible avec une architecture informatique centralisée. Au contraire, même, cela permet une meilleur flexibilité et une meilleur coordination.

V.3.3.2 Autres actionneurs du réglage de tension

Le réglage de tension développé dans le cadre de cette thèse ne considère que trois types d'actionneurs : la production décentralisée, les bancs de condensateurs et les transformateurs régleurs en charge. Ce sont, aujourd'hui, soit les actionneurs les plus influents (bancs de condensateurs et transformateurs régleurs en charge) soit, demain, les actionneurs les plus nombreux (production décentralisée).

D'autres actionneurs, par exemple les dispositifs de type FACTS et les dispositifs de stockage de l'énergie électrique, peuvent cependant être envisagés. Ils ne constituent pas, ni maintenant, ni dans le futur, les actionneurs prépondérants des réseaux de distribution mais peuvent localement avoir une influence importante sur la gestion de la tension et de la puissance réactive. Il convient donc, par nécessité technique ou par intérêt économique, de les intégrer dans le réglage de tension.

Leur prise en compte dans l'algorithme d'optimisation ne pose pas de problème théorique dans la mesure, où il est possible de leur adresser une consigne de puissance réactive ou de tension. Dans la pratique, il est nécessaire de respecter un certain nombre de contraintes, comme par exemple la période minimale propre à chaque actionneur pour la réception et l'application des consignes calculées par l'algorithme de réglage de la tension.

Les parcs éoliens considérés ici sont ceux gérés de manière indépendante par un producteur. Le parc est alors considéré comme un réseau non observable et par conséquent le gestionnaire du réseau de distribution n'a pas accès au contrôle individuel des génératrices du parc. Les consignes du réglage de tension sont alors calculées pour le point de connexion du parc au réseau de distribution. Cet exemple est traité dans le paragraphe V.2. Il peut être nécessaire de prendre en compte les pertes générées par le maintien de la consigne au niveau du point de connexion et donc d'intégrer dans le processus d'optimisation du réglage de tension centralisé, un modèle simplifié des parcs éoliens considérés. Cette modification de l'algorithme de réglage de tension est présentée brièvement dans les travaux de P. Rault [42] : un modèle quadratique simple des pertes dans les éoliennes est utilisé et intégré dans l'algorithme OMD.

Le deuxième type d'actionneurs que le réglage de tension peut prendre en compte est les FACTS⁷. Les FACTS sont des dispositifs constitués de composants d'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT ...) utilisés aujourd'hui sur les réseaux de transport. Suivant leur nature, connectés en série ou en parallèle, ils permettent de réguler les flux de puissance réactive et de puissance active en contrôlant localement différentes grandeurs du réseau (tension, impédance et angle de transport) [47]. Ces dispositifs pourraient donc bien

7. FACTS : Flexible AC Transmission System

s'intégrer dans un réglage de tension centralisé en offrant une possibilité supplémentaire de contrôle et d'optimisation. Plusieurs études ont montré les avantages de leur utilisation dans les réseaux de distribution [48–50]. Cependant, aujourd'hui, les FACTS ne sont que peu déployés sur les réseaux de distribution. Leur intégration dans le réglage de tension est donc pour l'instant hypothétique.

Le dernier type d'actionneur qui peut être considéré est les systèmes de stockage de l'énergie électrique. Ces systèmes sont principalement aujourd'hui les générateurs électrochimiques, même si d'autres technologies plus marginales existent (volants d'inertie, air comprimé, chaleur, super condensateurs...). Ces systèmes permettent d'injecter localement de la puissance active. Leur intégration dans le réglage de tension permettrait donc d'ajouter éventuellement un levier supplémentaire pour l'optimisation du fonctionnement des réseaux de distribution. Par ailleurs, ces systèmes sont, pour la plupart, basés sur des sources de courant continu et sont donc connectés au réseau via un onduleur. Cet onduleur autorise le contrôle de la puissance réactive injectée sur le réseau. Les systèmes de stockage sont donc des actionneurs potentiels intéressants pour le réglage de tension. Leur développement dans les réseaux de distribution reste cependant encore hypothétique du fait des nombreuses contraintes à surpasser (capacité de stockage et temps de réponse).

Ces trois nouveaux types d'actionneurs offrent des perspectives intéressantes pour le réglage de tension en améliorant sa capacité d'action sur le réseau. Ils permettent une plus grande flexibilité dans l'optimisation du réseau. Ces actionneurs ne sont cependant pas encore déployés à grande échelle sur les réseaux de distribution, c'est pourquoi ils n'ont pas été intégrés dans l'algorithme développé dans cette thèse.

V.3.3.3 Les infrastructures réseau nécessaires au fonctionnement du réglage de tension

La mise en place d'un réglage de tension dans les réseaux de distribution nécessite le déploiement d'infrastructures de réseau complémentaires et indispensables au fonctionnement du réglage de tension. Ces infrastructures peuvent être classées en deux catégories : les infrastructures physiques et les infrastructures informatiques.

Le réglage de tension centralisé fonctionne en partie grâce à la mesure de certaines variables du réseau en temps réel (c.f. paragraphe III.3.1). L'industrialisation du réglage de tension nécessite donc la mise en œuvre de capteurs chez les producteurs et sur les réseaux. Ces capteurs sont reliés au centre de téléconduite par une infrastructure de communication (courants porteurs, radiotéléphonie, filaire ...). Les données recueillies sont traitées dans un SCADA (c.f. paragraphe III.3.1) puis envoyées dans un calculateur réalisant la fonction de réglage de tension. Suivant le niveau de décentralisation choisi, ce calculateur peut être situé dans les centres de téléconduite ou directement installé dans les postes sources par exemple. Le schéma de la figure V.24 présente l'architecture utilisée par ERDF pour déployer le réglage de tension et d'autres fonctions avancées de conduite dans les centres de téléconduite. La fonction VVC communique via un bus de communication commun appelé *Bus Logiciel Intégré* avec les autres fonctions de conduite du réseau.

Par ailleurs, l'intégration du réglage de tension dans les outils de téléconduite nécessite de rédéfinir une partie des méthodes de conduite automatique et manuelle. Ceci impose la réécriture de certaines routines informatiques, la redéfinition de certaines procédures de téléconduite et la formation des opérateurs à ces nouvelles méthodes de gestion du réseau.

Cet aperçu des changements d'infrastructures et d'organisation nécessaire à la mise en place d'un réglage de tension montre que cette mise en place est un processus long, complexe et certainement coûteux. Il importe donc d'évaluer précisément les bénéfices à long terme du réglage de tension pour chaque réseau de distribution. Un réglage de tension

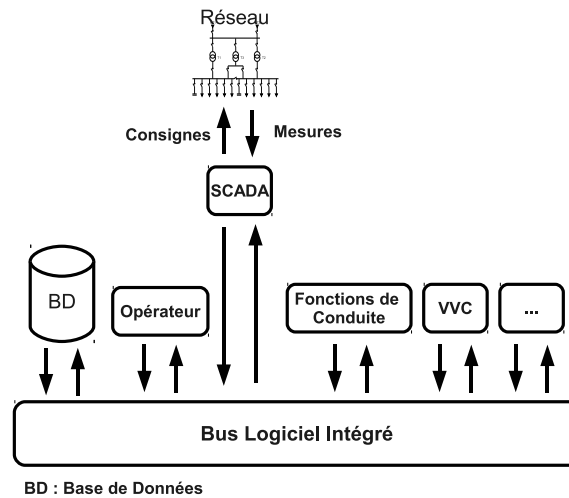


FIGURE V.24 – Architecture informatique des postes de conduite des réseaux de distribution, d'après EDF R&D.

dans un réseau robuste, surdimensionné vis-à-vis de la consommation et avec un faible développement de la production décentralisée, n'est ainsi sans doute pas économiquement intéressant. À l'inverse, dans un réseau contraint, ou en passe de le devenir, le réglage de tension trouve ici toute sa place.

V.4 Conclusions

L'algorithme d'optimisation mixte découplée est un algorithme suffisamment flexible et robuste pour que son champ d'application dépasse les réseaux de distribution. D'autres échelles *électriques* peuvent ainsi être envisagées. Dans ce chapitre, l'OMD est par exemple appliqué avec succès aux parcs éoliens. Les résultats obtenus sont particulièrement encourageants. Le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution trouvent chacun avec le système développé des intérêts techniques et économiques. L'algorithme participe à donc l'intérêt général du système. Un brevet en cours de dépôt en partenariat avec l'entreprise Schneider Electric, confirme les avantages de cette OMD-PE et le fort intérêt de l'industrie électrique pour ce genre de système actif.

Par ailleurs, les résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX confirment l'intérêt que représente l'OMD pour l'exploitation des réseaux de distribution, même complexes. L'OMD fonctionne et optimise bien le fonctionnement du réseau. Dès lors, la capacité d'accueil du réseau est améliorée : plus de productions décentralisées peuvent se connecter au réseau.

Enfin, les quelques réflexions menées dans le dernier paragraphe permettent d'esquisser un plan de déploiement du réglage optimal de tension dans les réseaux de distribution. De nombreux défis sont encore à relever mais les bénéfices apportés par l'OMD aidant, l'industrialisation de l'OMD est un processus d'ores et déjà enclenché.

Conclusion générale et perspectives

Les réseaux de distribution sont aujourd'hui à l'aube d'une révolution technologique et économique dont l'avènement des *Smart Grids* est un marqueur important. L'ouverture à la concurrence du marché européen de l'énergie électrique et les décisions en matière de politique énergétique relative au changement climatique sont les deux raisons originelles et principales de cette révolution. Ces dernières années, l'arrivée à maturité du système électrique en termes de croissance ainsi que le fort développement des technologies de l'information constituent les deux catalyseurs principaux des changements majeurs survenant dans le système électrique, notamment dans les réseaux de distribution.

Un des aspects de cette révolution est l'arrivée de plus en plus rapide de production décentralisée dans les réseaux de distribution. Cette insertion massive de producteurs décentralisés a des impacts négatifs sur la sûreté de fonctionnement et la qualité de fourniture de l'énergie. Parmi ceux-ci, les problèmes liés à la tension sont ceux auxquels nous nous sommes intéressés dans cette thèse.

Comme l'ont montré les résultats exposés au chapitre II, les moyens de réglage de tension utilisés aujourd'hui dans les réseaux de distribution ne sont, en effet, plus adaptés à la présence de nombreuses GED. Les transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs ne parviennent pas à maintenir la tension entre les limites réglementaires dans tous les cas de figure (fort taux de pénétration des GED, faible consommation). Par ailleurs, le réglage classique ne permet pas de tirer partie de la production décentralisée pour la fourniture de services système aux gestionnaires des réseaux de distribution. En conséquence, la capacité d'accueil des réseaux de distribution est aujourd'hui très limitée.

Cette thèse propose une méthode de réglage de tension novatrice permettant de maintenir la tension sur les réseaux de distribution en présence de production décentralisée. Cette solution devrait permettre d'augmenter le nombre de GED connectées au réseau tout en favorisant le développement des services système.

La solution retenue devrait être suffisamment performante en termes de rapidité de calculs pour pouvoir être mise en œuvre dans un environnement de calculs en temps réel.

Une analyse de la littérature scientifique et des précédents travaux menés au sein du GIE IDEA et du G2Elab ont montré l'intérêt des algorithmes déterministes d'optimisation pour cette problématique du réglage de tension. Leur vitesse d'exécution et leur polyvalence correspondent bien aux contraintes exprimées ci-avant.

La méthode développée, appelée OMD pour *Optimisation Mixte Découplée* se base donc sur l'utilisation d'un algorithme d'optimisation numérique appelé en anglais SQP pour *Sequential Quadratic Programming*. L'objectif est de trouver la répartition optimale de production ou de consommation de puissance réactive entre toutes les GED du réseau considéré, associée à la prise optimale des transformateurs régleurs en charge et au gradin optimal des bancs de condensateurs. Cette répartition optimale permet de respecter les

contraintes de tension en tous points du réseau, à condition de disposer de suffisamment de points de mesures, ce qui est une hypothèse de base de cette thèse à la vue de l'évolution actuelle des réseaux de distribution⁸. L'objectif de l'optimisation, au sens mathématique du terme, est au choix du gestionnaire du réseau et peut être multiple. Dans les travaux présentés deux objectifs ont ainsi été étudiés : la minimisation des pertes Joule dans les lignes et la minimisation des pertes Joule et ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT. Par ailleurs, la prise en compte des transformateurs régleurs en charge et des bancs de condensateurs dans l'algorithme impose un découplage entre le traitement des variables continues (puissance réactive des GED) et celui des variables discrètes (gradins). Une méthode spécifique a donc été déployée. Elle repose sur une sélection adéquate des cas discrets de manière à éviter une explosion combinatoire. Pour chacun de ces cas, une optimisation numérique est opérée avec les variables continues du problème. Cette méthode est couplée à une réduction du nombre de nœuds simulés par élimination des nœuds dits *passifs*, c'est-à-dire sans charge et sans production, donc reliant simplement deux lignes. Une parallélisation des optimisations numériques est aussi réalisée. Ceci permet une amélioration significative de la vitesse d'exécution de l'algorithme et il devient dès lors possible de l'utiliser en temps réel.

Les simulations entreprises montrent que l'algorithme développé est efficace : la capacité d'accueil des réseaux de distribution est significativement augmentée en comparaison avec les résultats obtenus avec le réglage classique. L'algorithme répond bien aux besoins définis dans les objectifs de la thèse et apporte une plus value intéressante par sa modularité, sa flexibilité et sa simplicité de mise en œuvre par rapport à d'autres solutions proposées par la littérature. Le test de l'OMD dans le cadre du projet européen FENIX, confirme ces qualités. Le réseau simulé est beaucoup plus complexe que les réseaux français types utilisés dans les premiers tests. L'algorithme supporte ainsi des réseaux maillés avec des niveaux de tension multiples et une contrainte de facteur de puissance au niveau du point de connexion avec le réseau de transport.

Par ailleurs, le choix d'un algorithme d'optimisation comme cœur de la méthode de réglage de tension permet aux producteurs de fournir des services auxiliaires au gestionnaire du réseau, comme par exemple l'optimisation des pertes Joule dans les lignes.

Le dernier chapitre montre que le concept de l'OMD peut être repris et appliqué à d'autres systèmes. Ainsi, un réglage de tension optimal, basé sur l'OMD a été développé pour les parcs éoliens. Il permet un contrôle de la tension à l'intérieur des parcs tout en assurant le maintien d'une consigne de puissance réactive ou de tension au point de connexion avec le réseau. Cette consigne peut être par exemple calculée par un algorithme de réglage de tension tel que l'OMD. Encore une fois, plusieurs critères peuvent être retenus pour le calcul de la fonction objectif. Par exemple, dans la thèse, les pertes Joule dans les lignes et dans les onduleurs ont été choisies.

Une dernière réflexion sur les processus qu'il est nécessaire de mettre en place pour industrialiser le concept développé montre que la mise en œuvre de l'algorithme n'est pas très complexe. La seule hypothèse forte retenue est la présence de points de mesure et d'un SCADA permettant de connaître l'état du réseau. Au regard de l'évolution actuelle du système électrique, cette hypothèse ne semble cependant pas illusoire (c.f. note 8). Des compteurs communicants (projet Linky, ERDF) sont ainsi installés aujourd'hui en France, marquant une première étape vers des réseaux plus actifs et mieux instrumentés : les *Smart Grids*.

Ce travail de recherche a donc permis de développer une solution pertinente pour antici-

8. Cette hypothèse se justifie par ailleurs pleinement, considérant que des travaux de recherche sont en cours à propos de l'observabilité et de l'estimation d'état pour les réseaux de distribution.

per les évolutions du système électrique et notamment l'arrivée de production décentralisée à des taux de pénétration importants dans les réseaux de distribution. Dans le domaine du réglage de tension et au regard de l'algorithme développé, plusieurs pistes restent cependant à investiguer. Ainsi, sans hiérarchie, il serait intéressant d'étudier :

- les évolutions nécessaires à mettre en place au niveau de la réglementation pour rendre possible le déploiement d'un tel réglage ;
- les performances temps réel véritables de l'algorithme. Des études en ce sens sont en cours chez EDF R&D et des tests ont été effectués au G2Elab dans le cadre d'un stage de Master 2 Recherche. Durant ce stage, l'OMD a été mise en œuvre sur le microréseau physique du centre PREDIS de l'ENSE³-G2Elab et il a été couplé à une autre fonction avancée de réseau : la reconfiguration automatique pour minimiser les pertes. Ceci a donné une fonction hybride dont les premiers résultats obtenus sont encourageants mais n'ont pu, faute de temps, être intégrés dans ce manuscrit. Ce travail ce poursuivra par une thèse ;
- la possibilité d'utiliser l'OMD dans un mode de défaillance pour aider les producteurs décentralisés à rester connectés pendant un défaut (en anglais, *fault ride-through*), via le contrôle de la puissance réactive. Ceci pourrait permettre d'éviter dans certains cas l'aggravation de situations dangereuses par une déconnection trop précoce des productions décentralisées (et donc une perte de puissance produite) comme cela s'est passé par exemple pendant la panne généralisée (blackout) du 28 septembre 2003 en Italie, ou pendant l'incident européen du 4 novembre 2006 ;
- le couplage de l'OMD, réglage centralisé, avec des méthodes de réglage de tension décentralisées, telles que le réglage auto-adaptatif [33] pour les cas où une ou plusieurs GED ne peuvent communiquer avec le gestionnaire du réseau ;
- l'impact du réglage de tension sur d'autres paramètres et entités des réseaux électriques, comme par exemple, le fonctionnement des protections, les courants dans les lignes, l'interaction avec le réseau de transport ;
- plus généralement, le couplage de l'OMD avec d'autres fonctions avancées de réseau car ces fonctions peuvent avoir des objectifs contradictoires. Il s'agira alors d'étudier les interactions entre ces fonctions et voir s'il est possible d'améliorer leurs performances en les hybridant. Comme précisé ci-dessus, ce travail a déjà commencé avec la fonction de reconfiguration ;
- l'intégration dans la fonction objectif de critères technico-économiques plus larges que la seule prise en compte des pertes Joule et la réalisation d'une étude.

Les réseaux électriques sont en pleine mutation. Les acteurs de ce système doivent d'ores et déjà faire face à de nouveaux défis, à la hauteur de la complexité du système électrique. Pour y répondre et participer à l'optimisation des réseaux, de nouvelles solutions doivent être recherchées et mises en place. Le réglage de tension développé dans cette thèse est une de ces solutions qui pourra permettre un meilleur fonctionnement des réseaux de distribution du futur.

Bibliographie

- [1] “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>
- [2] “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>
- [3] Observ’ER, “La production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde,” Observatoire des Énergies Renouvelables, Tech. Rep., 2009. [Online]. Available : <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/preface.asp>
- [4] T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, “Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 1236–1242, April 2008.
- [5] J.-H. Choi and J.-C. Kim, “Advanced voltage regulation method of power distribution systems interconnected with dispersed storage and generation systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 16, pp. 329–334, April 2001.
- [6] Y. Liu, P. Zhang, and X. Qiu, “Optimal volt/var control in distribution systems,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 24, pp. 271–276, 2002.
- [7] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, “Centralized control for optimizing microgrids operation,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 241–248, March 2008.
- [8] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, and E. R. Sanseverino, “Voltage regulation and power losses minimization in automated distribution networks by an evolutionary multiobjective approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1516–1527, August 2004.
- [9] D. Villacci, G. Bontempi, and A. Vaccaro, “An adaptative learning-based methodology for voltage regulation in distribution networks with dispersed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1131–1140, 2006.
- [10] CEA, “Mémento sur l’énergie 2009,” Commissariat à l’Énergie Atomique, Tech. Rep., 209. [Online]. Available : http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/file/cea_memento_sur_l-energie_2009.pdf
- [11] J.-C. Sabonnadière and N. Hadjsaïd, *Lignes et réseaux électriques 3 : fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés*, B. Multon, Ed. Lavoisier, 2008, vol. 3.

- [12] O. Richardot, "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée," Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [13] GWEC, "Global wind energy outlook 2008," Global Wind Energy Council, Tech. Rep., 2008. [Online]. Available : http://www.gwec.net/fileadmin/images/Logos/Corporate/GWEO_A4_2008_lowres.pdf
- [14] "Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique," Journal Officiel de la République Française, Avril 2008. [Online]. Available : http://www.legifrance.gouv.fr/jopdf/common/jo_pdf.jsp?numJO=0&dateJO=20080425&numTexte=8&pageDebut=06920&pageFin=06925
- [15] H. A. Gil and G. Joos, "Models for quantifying the economic benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 327–335, May 2008.
- [16] AIE, "World energy outlook 2006," Agence Internationale de l'Énergie, Tech. Rep., 2006. [Online]. Available : <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf>
- [17] N. Hadjsaid, J. F. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generator generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, pp. 22–28, April 1999.
- [18] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, "Network integration of distributed power generation," *Journal of Power Sources*, vol. 106, pp. 1–9, 2002.
- [19] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1452–1458, July 2006.
- [20] M. A. Kashem and G. Ledwich, "Multiple distributed generators for distribution feeder voltage support," *IEEE Transactions on energy conversions*, vol. 20, no. 3, pp. 676–684, September 2005.
- [21] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, January/February 2010.
- [22] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, "Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1922–1928, November 2005.
- [23] F. Katiraei and M. R. Iravani, "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821–1831, November 2006.
- [24] C. E. Root, "The future beckons," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 24–31, January/February 2006.
- [25] RTE, "Mémento de la sûreté du système électrique," RTE, Tech. Rep., 2004. [Online]. Available : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf
- [26] J.-C. Sabonnadière and N. Hadjsaid, *Lignes et réseaux électriques 1 : lignes d'énergie électrique*, B. Multon, Ed. Lavoisier, 2007, vol. 1.

- [27] J. J. Grainger and W. D. S. Jr., *Power System Analysis*. McGraw-Hill International Editions, 1994.
- [28] R. Caire, “Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution,” Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2004.
- [29] J.-F. Canard, “Impact de la génération d’énergie dispersée dans les réseaux de distribution,” Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2000.
- [30] B. Eneacheanu, B. Raison, R. Caire, O. Devaux, W. Biena, and N. Hadjsaid, “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.
- [31] C. Wang and M. H. Nehrir, “Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, November 2004.
- [32] A. Monticelli, “Electric power system state estimation,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 262–282, February 2000.
- [33] G. Rami, “Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d’énergies décentralisées connectées au réseau de distribution,” Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [34] J.-W. Park, R. G. Harley, and G. K. Venayagamoorthy, “Decentralized optimal neuro-controllers for generation and transmission devices in an electric power network,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 18, pp. 37–46, 2005.
- [35] M. I. Marei, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, “A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1384–1392, July 2004.
- [36] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. M. Ferreira, “Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 766–772, May 2008.
- [37] H. Lefebvre, D. Fragnier, J.-Y. Boussion, P. Mallet, and M. Bulot, “Secondary coordinated voltage control system : feedback of edf,” in *IEE PES Summer Meeting*, vol. 1, 2000.
- [38] M. Biserica, “Interaction des réglages de tension classiques et des productions décentralisées dans les réseaux de distribution,” Master’s thesis, INP Grenoble, 2008.
- [39] J. Nocedal and S. J. Wright, *Numerical Optimization*, 2nd ed., T. V. Mikosch, S. I. Resnick, and S. M. Robinson, Eds. Springer, 2006.
- [40] M. Bierlaire, *Introduction à l’optimisation différentiable*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2006.
- [41] C. S. Cheng and D. Shlrmohammadi, “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 671–679, 1995.
- [42] P. Rault, “étude des interactions entre réglage de tension centralisé et parcs éoliens sur les réseaux de distribution du futur,” Master’s thesis, INP Grenoble, 2009.
- [43] L. Lasne, *Électrotechnique*. Sciences Sup, Dunod, 2008.
- [44] A. Teninge, “Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire,” Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2009.
- [45] P. Petitclair, “Modélisation et commande des structures facts : application au statcom,” Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 1997.

-
- [46] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, and J. Maire, "On the concept and the interest of virtual power plant : some results from the european project fenix," in *IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009.
- [47] J. Mutale and G. Strbac, "Transmission network reinforcement versus facts : an economic assessment," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, no. 3, pp. 961–967, August 2000.
- [48] Z. Xi, B. Parkhideh, and S. Bhattacharya, "Improving distribution system performance with integrated statcom and supercapacitor energy storage system," in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, 15-19 2008, pp. 1390–1395.
- [49] M. Masuda, E. Bormio, J. A. Jardini, F. A. T. Silva, S. Copeliovitch, and J. Camargo, "Development and implementation of facts (flexible ac transmission systems) devices in distribution networks," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition : Latin America, 2004 IEEE/PES*, November 2004, pp. 839–844.
- [50] E. Bormio, J. A. Jardini, M. Masuda, F. A. T. Silva, L. Matakas, W. Komatsu, and J. Camargo, "Development and implementation of facts (flexible alternating current systems) in distribution system," in *Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on*, June 2005, pp. 1–5.

A.1 Amélioration du réglage coordonné de tension, travaux de M. Biserica : hypothèses de simulation [38]

A.1.1 Régulation sur le nœud le plus contraint : hypothèses de simulation

Les hypothèses de simulation présentées ici sont en partie identiques à celles utilisées par O. Richardot [12].

Le réseau de distribution utilisé pour la première stratégie est issu d'un réseau réel simplifié qui comporte 189 nœuds, 102 charges et un poste source. Un réseau de répartition simplifié fait la liaison entre le poste source et un réseau de transport standard de 39 nœuds qui alimente les charges HTA dans les situations où aucune GED n'est connectée ou pour assurer le complément de fourniture d'énergie active et réactive.

La tension nominale du réseau est de 20 kV et le réseau est divisé en cinq zones. Ces zones correspondent à cinq départs du poste source et comportent des charges actives impédantes. Le transformateur 63 kV/20 kV du poste source a une puissance apparente de 36 MVA et il est équipé d'un régleur en charge.

Les charges connectées au réseau représentent une charge moyenne de 21.3 MW et 10.2 MVar. Elles sont réparties en trois catégories :

Type résidentiel : 43 % de la charge totale,

Type industriel : 27 % de la charge totale,

Type tertiaire : 30 % de la charge totale.

L'évolution de la charge est extraite de courbes réelles en points 10 mn fournies par EDF R&D pour une période comprise entre 4 h et 9 h du matin (c.f. figure IV.6 pour connaître l'allure de la courbe charge).

Cinq GED de différents types sont installées sur le réseau. Il s'agit d'une ferme éolienne, avec une puissance installée totale de 5 MW, deux piles à combustible de puissances respectives 3.75 MW et 1 MW et deux microcentrales hydrauliques de puissances respectives 0.9 MW et 2.85 MW.

A.1.2 Prise en compte du transformateur régleur en charge dans la fonction objectif du D-RCT : hypothèses de simulation

Les hypothèses de simulations sont ici identiques à celles utilisées dans le paragraphe IV.2.2, à l'exception des GED. Quatre GED de puissance active 500 kW chacune et deux de puissance active 1 MW sont ici connectées au réseau.

A.2 Détail du calcul des pertes Joule et ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT

Cette annexe détaille le calcul des pertes Joule et ferromagnétiques dans les transformateurs HTA/BT. Ces pertes sont calculées indépendamment et, si demandé, sont additionnées aux pertes Joule des lignes dans le calcul de la fonction objectif.

Le calcul des pertes Joule et ferromagnétiques nécessite de connaître la puissance apparente nominale de chaque transformateur HTA/BT. Or cette information n'est pas disponible dans les données des réseaux utilisées. EDF R&D a cependant élaboré une règle d'association arbitraire permettant de connaître cette information en fonction de la valeur maximale de la somme des puissances apparente P_{max}^* des charges alimentées par le transformateur HTA/BT considéré. Cette règle est inspirée d'un échantillon de transformateurs HTA/BT réels. Le tableau A.1 détaille cette règle.

P_{max}^* / kVA	Puissance apparente nominale S_{nom} / kVA
$P_{max}^* \leq 34$	50
$34 < P_{max}^* \leq 66$	100
$66 < P_{max}^* \leq 118$	160
$118 < P_{max}^* \leq 168$	250
$168 < P_{max}^* \leq 272$	400
$272 < P_{max}^* \leq 324$	630
$324 < P_{max}^*$	1000

TABLE A.1 – Détermination de la puissance nominales des transformateurs HTA/BT.

Pertes ferromagnétiques Pour calculer ces pertes il est nécessaire d'associer à chaque transformateur HTA/BT une valeur de pertes ferromagnétiques nominale. Cette valeur, qui dépend de la puissance apparente nominale des transformateurs HTA/BT, est déterminée arbitrairement via l'étude de données économiques de référence d'ERDF.

Le tableau A.2 est alors utilisé.

Puissance apparente nominale S_{nom} / kVA	Pertes fer. nominales $P_{Fer,nom}$ / W
50	125
100	210
160	375
250	530
400	930
630	1300
1000	1700

TABLE A.2 – Détermination des pertes ferromagnétiques nominales des transformateurs HTA/BT en fonction de leur puissance apparente nominale.

Les pertes ferromagnétiques $P_{Fer}(t)$ à tout instant sont ensuite données par la formule A.1.

$$P_{Fer}(t) = P_{Fer,nom} \left(\frac{U(t)}{U_{nom}} \right)^2 \quad (\text{A.1})$$

avec :

$U(t)$ la tension d'alimentation à l'instant t du transformateur,

U_{nom} la tension nominale du transformateur.

Pertes Joule Afin de calculer les pertes Joule dans les transformateurs HTA/BT, un principe équivalent à celui décrit pour les pertes ferromagnétiques est appliqué.

Le tableau A.3 est ainsi utilisé.

Puissance apparente nominale S_{nom} / kVA	Pertes Joule nominales $P_{J,nom}$ / W
50	1350
100	2150
160	3100
250	3250
400	4600
630	6500
1000	9000

TABLE A.3 – Détermination des pertes Joule nominales des transformateurs HTA/BT en fonction de leur puissance apparente nominale.

Les pertes Joule $P_J(t)$ à tout instant sont ensuite données par la formule A.2.

$$P_J(t) = P_{J,nom} \left(\frac{S(t)}{S_{nom}} \right)^2 \quad (\text{A.2})$$

avec :

$S(t)$ la puissance apparente à l'instant t transitant dans le transformateur.

A.3 Schémas synoptiques détaillés de l'OMD

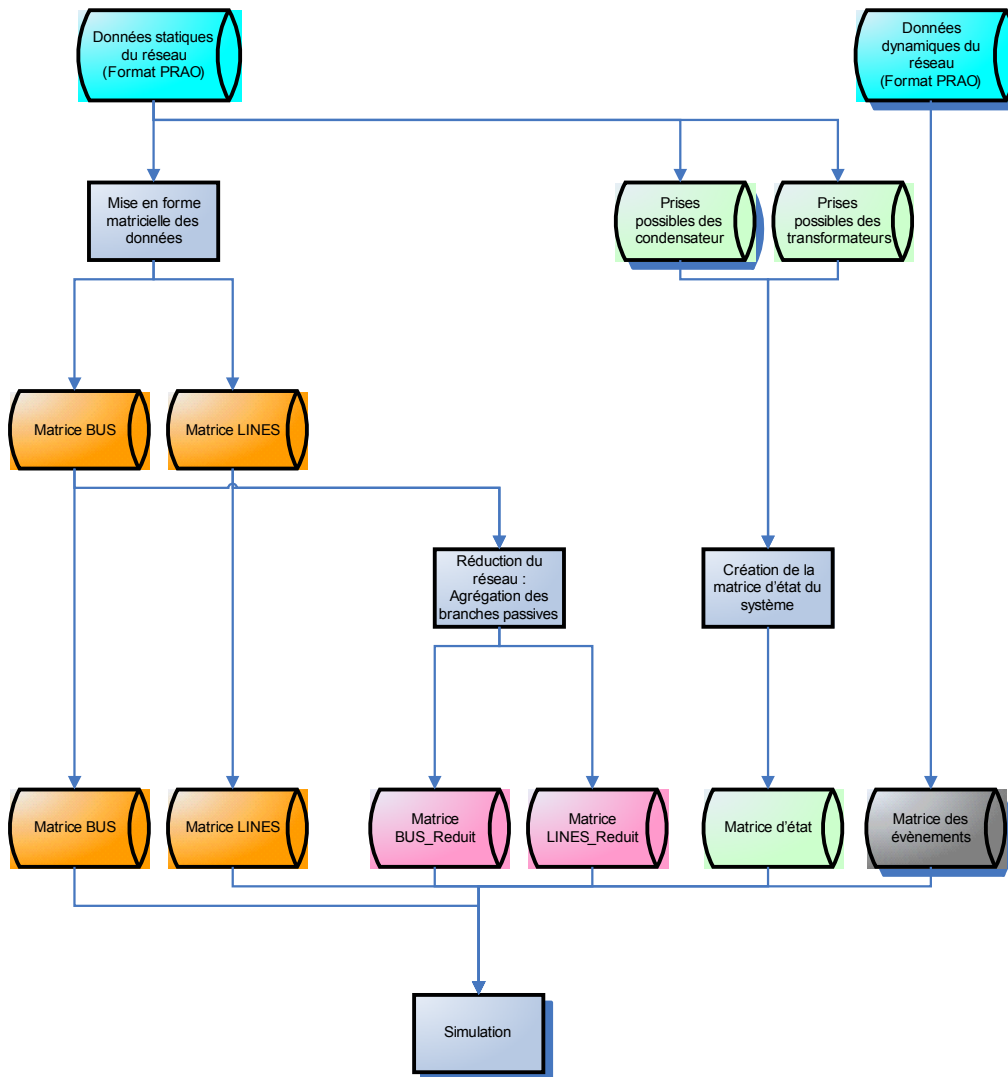


FIGURE A.1 – Schéma synoptique de l'algorithme OMD : initialisation.

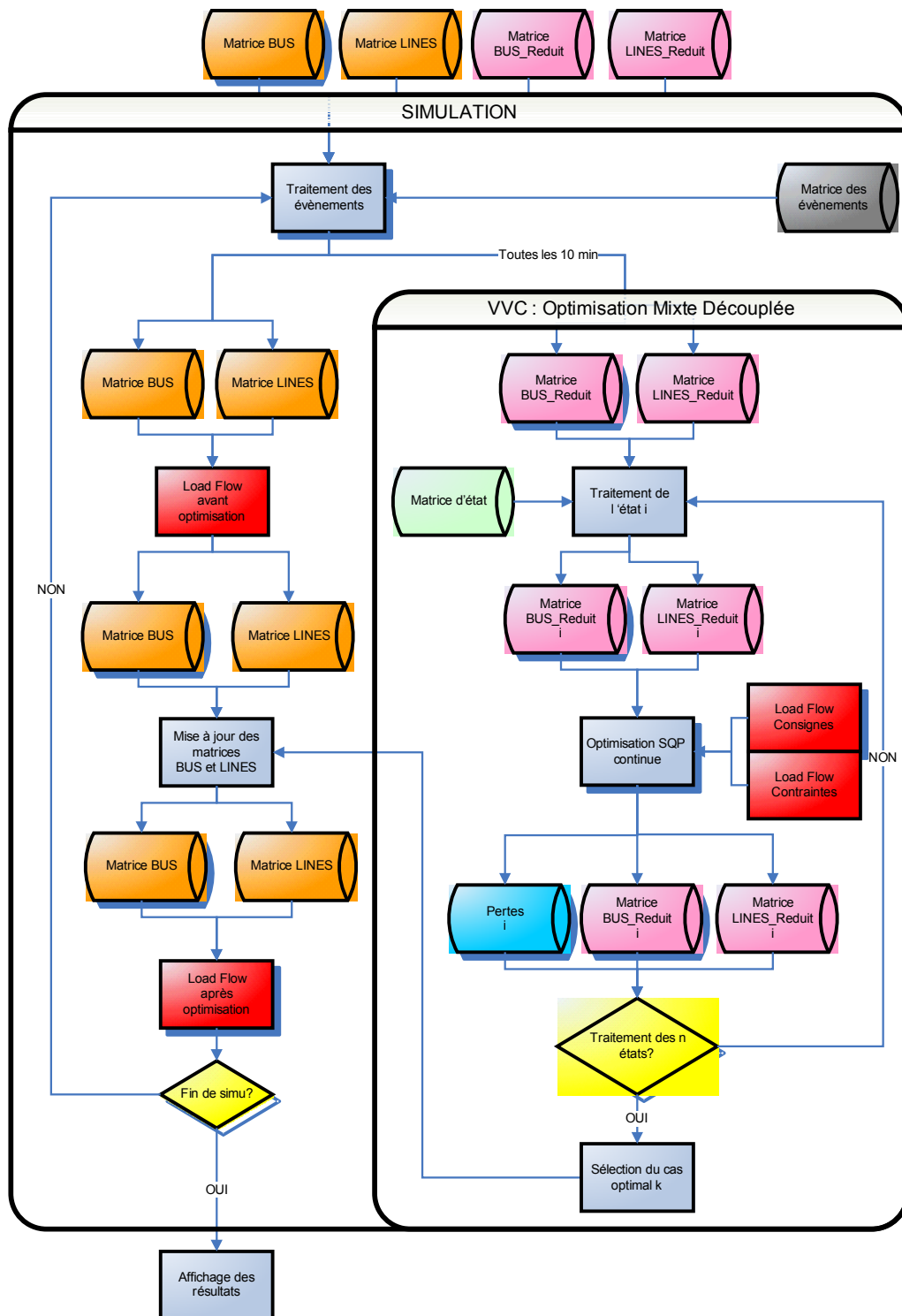


FIGURE A.2 – Schéma synoptique détaillé de l'algorithme OMD.

B.1 Participation avancée des parcs éoliens au réglage de tension : annexes

B.1.1 Caractéristiques des parcs éoliens simulés

La figure B.1 illustre la topologie des parcs éoliens simulés. La puissance installée de chaque éolienne est de 650 kW. Les parcs disposent de 8 éoliennes, leur puissance installée est donc de 5.4 MW. Le réseau interne des parcs est un réseau 20 kV. La puissance nominale du transformateur principal est de 8 MVA tandis que les transformateurs propre à chaque éolienne ont une puissance de 3 MVA. Le banc de capacités du parc possède 3 gradins d'une puissance individuelle égale à 33 kVAr.

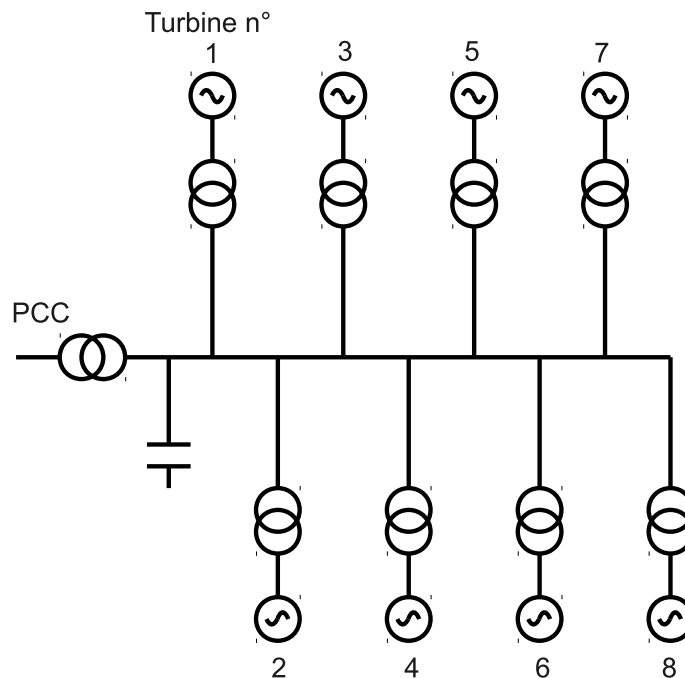


FIGURE B.1 – Topologie des parcs éoliens simulés.

B.1.2 Résultats obtenus sans variation de vent : résultats complémentaires

La figure B.2 montre la puissance réactive générée par le second parc, sans vent et pour l'OMD-PE de type V.

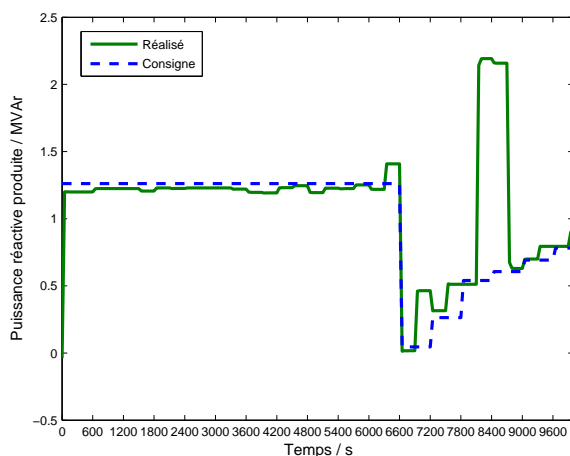


FIGURE B.2 – Puissance réactive générée par le second parc sans variation du vent : OMD-PE de type V.

B.1.3 Résultats complémentaires

La figure B.3 montre les résultats obtenus avec et sans prise en compte des variations des pertes actives à l'intérieur du parc engendrées par la variation du flux de puissance réactive.

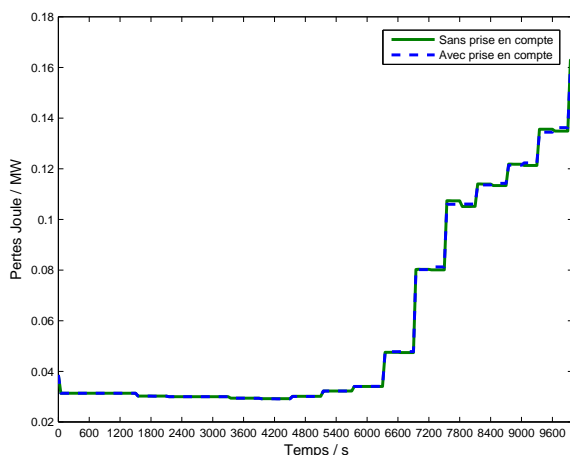


FIGURE B.3 – Pertes Joule dans le réseau de distribution avec et sans prise en compte pertes actives à l'intérieur du parc engendrées par la variation du flux de puissance réactive.

B.2 Résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX, troisième étude de cas : consigne de puissance réactive au poste source, résultats complémentaires

Les courbes des figures B.4 à B.8 montrent les résultats obtenus dans le cadre du projet FENIX, troisième cas d'étude : consigne de puissance réactive au poste source.

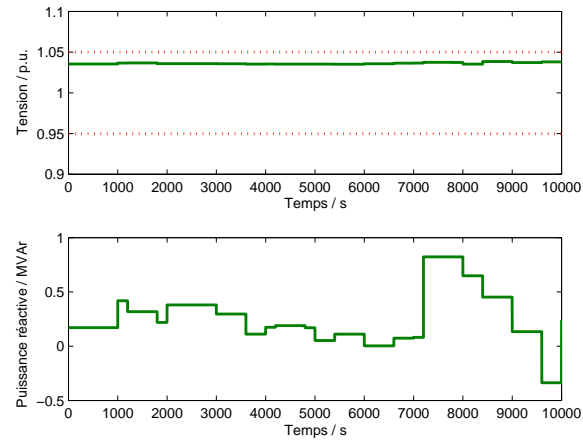


FIGURE B.4 – Projet FENIX, troisième étude de cas : tension et puissance réactive d'une GED du réseau.

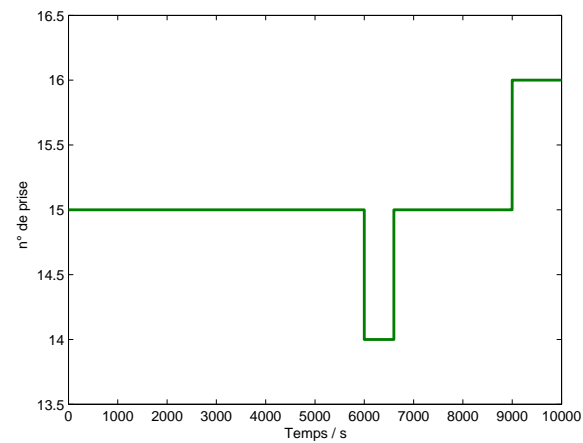


FIGURE B.5 – Projet FENIX, troisième étude de cas : évolutions des prises d'un transformateur.

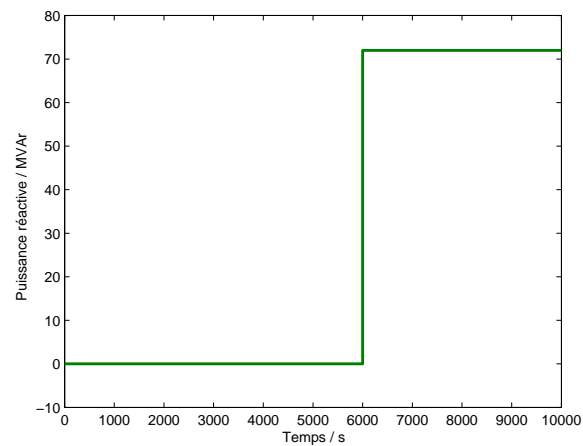


FIGURE B.6 – Projet FENIX, troisième étude de cas : évolutions des gradins d'un condensateur.

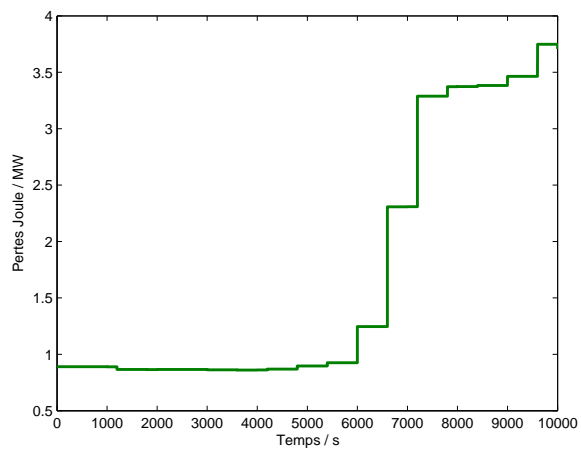


FIGURE B.7 – Projet FENIX, troisième étude de cas : pertes Joule.

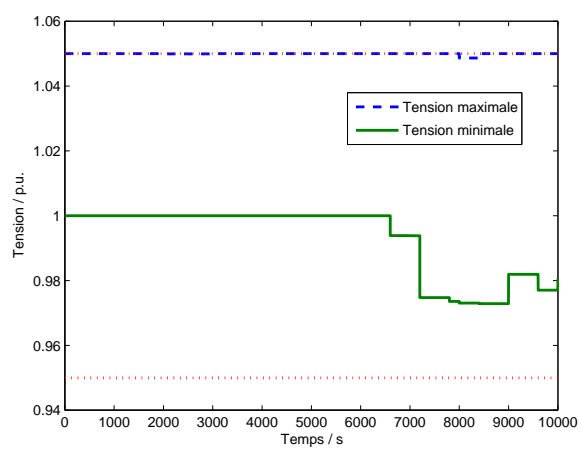


FIGURE B.8 – Projet FENIX, troisième étude de cas : tensions minimales et maximales.

RÉGLAGE DE LA TENSION DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR

Résumé Les réseaux de distribution sont aujourd'hui confrontés à un accroissement significatif de la Génération d'Énergie Dispersée. Cet accroissement pose, notamment, des problèmes de tension que les moyens de réglage de la tension utilisés aujourd'hui ne parviennent plus à éviter. En conséquence, la capacité d'accueil des réseaux de distribution est aujourd'hui très limitée.

Cette thèse propose une méthode de réglage de tension novatrice appelée OMD pour Optimisation Mixte Découplée. Cette méthode se base sur une gestion optimale en temps réel de la puissance réactive des GED et des variables discrètes du système. Les simulations entreprises montrent que l'algorithme développé permet d'augmenter significativement le nombre de GED connectées au réseau et d'optimiser les pertes Joule. De plus, l'OMD apporte une plus value intéressante de par sa modularité et sa flexibilité en comparaison avec d'autres méthodes proposées dans la littérature.

Une étude complémentaire montre que le concept de l'OMD peut être repris et appliqué à d'autres systèmes. Ainsi, un réglage de tension optimal, basé sur l'OMD a été développé pour les parcs éoliens. Il permet un contrôle optimal de la tension à l'intérieur des parcs tout en assurant le maintien d'une consigne de puissance réactive ou de tension au point de connexion avec le réseau.

Le réglage de tension proposé dans cette thèse est donc une des solutions qui pourra permettre un meilleur fonctionnement des réseaux de distribution du futur : les Smart Grids.

Mots clés *Smart Grid, réglage de la tension, réseaux de distribution, optimisation mixte, SQP, services systèmes.*

VOLTAGE CONTROL IN FUTUR ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract Electrical distribution networks are facing today a dramatic increase of the Distributed Generation (DG). This augmentation induces voltage issues that conventional voltage control devices cannot avoid anymore. As a consequence, the number of DG that can be connected on distribution networks is limited.

This thesis proposes an innovative voltage control method called DMIP (Decoupled Mixed Integer Programming). This method is based on a real time optimal management of reactive power of DG and of discrete variables of the system. Simulations undertaken shows that this algorithm allows a significant increase of number of DG connected and an optimization of Joule losses. Moreover, compared to other algorithms available in the literature, DMIP offers more modularity and more flexibility.

Supplementary studies show that the DMIP concept can be applied to other systems. Thus, an optimal voltage control based on DMIP has been developed for wind farms. It allows an optimal control of voltage within wind farms while keeping the voltage or the reactive power at the point of common coupling at a specified setpoint.

The voltage control developed in this thesis is one of the solutions that will make future distribution networks, the Smart Grids, more reliable.

Keywords *Smart Grid, voltage control, electrical distribution system, mixed integer programming, optimization, SQP, ancillary services.*