



HAL
open science

Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée

Olivier Richardot

► **To cite this version:**

Olivier Richardot. Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. Français. NNT: . tel-00160006

HAL Id: tel-00160006

<https://theses.hal.science/tel-00160006>

Submitted on 4 Jul 2007

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.

AVANT-PROPOS

Avant d'entrer dans le vif du sujet, petit retour en arrière sur les trois années qui ont précédé l'existence du document que vous vous apprêtez à lire.

Été 2003, des doutes : "est-ce que j'ai choisi la bonne voie ? est-ce qu'il n'avait pas raison de vouloir que je fasse une thèse ?"

Réflexion... décision... coup de téléphone à mon ancien responsable de DEA... et démarrage d'une nouvelle aventure.

Les travaux de thèse présentés dans ce mémoire ont été réalisés au sein de l'équipe **SY**stèmes et **RÉ**seaux **EL**ectriques du **L**aboratoire d'**E**lectrotechnique de **G**renoble, en partenariat avec le GIE **I**nventer la **D**istribution **E**lectrique de l'**A**venir.

Qu'il me soit ici donné l'occasion d'exprimer ma gratitude envers M. Nouredine HADJSAÏD, professeur à l'ENSIEG, pour la confiance qu'il m'a accordé en me

proposant un sujet de thèse passionnant après deux ans passés dans l'industrie, ainsi que pour la grande liberté qu'il m'a laissé pendant ces trois années. En effet, que rêver de mieux pour un chercheur que de mener ses travaux comme il l'entend ?

Je souhaite également remercier chaleureusement M. Yvon BÉSANGER, Maître de Conférence à l'ENSIEG, pour son encadrement efficace, sa disponibilité au quotidien, et pour toutes les discussions scientifiques ou non que nous avons pu avoir. Rigueur et efficacité sont des termes qui à mon sens qualifient bien sa manière de travailler.

Je tiens encore à remercier les personnes suivantes qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à rendre possible l'aboutissement de ce travail :

- M. Xavier GUILLAUD, professeur à l'Ecole Centrale de Lille, qui m'a fait le double honneur de présider mon jury de thèse et d'en être rapporteur.
- Mme. Zita Almeida VALE, professeur à l'Instituto Superior de Engenharia do Porto, pour avoir fait partie de mon jury en tant que rapporteuse.
- M. Robert JEANNOT, ingénieur de recherche Schneider Electric, pour avoir fait partie de mon jury en tant qu'examineur.
- M. Christophe KIENY, ingénieur de recherche Electricité de France détaché au GIE IDEA, pour avoir fait partie de mon jury en tant qu'examineur et pour l'intérêt qu'il a manifesté à l'égard de mon travail sous forme de questions et de remarques toujours pertinentes.
- M. Gilles MALARANGE, ingénieur de recherche Electricité de France pour sa participation active en tant que correspondant industriel. Toujours la bonne question au bon moment, il a su à la fois porter un regard critique sur mon travail et faire des suggestions enrichissantes.
- Andreea-Bianca OCNASU, Boris BERSENEFF et Diana MINCU, mes "petits", stagiaires M2R et PFE sans la précieuse aide de qui ce travail n'aurait pas pu être mené aussi loin.

- La Direction du LEG, MM. Yves BRUNET et Jean-Paul FERRIEUX, pour m'y avoir accueilli.
- L'ensemble du personnel technique et administratif, les travailleurs de l'ombre qui font de la machine LEG une mécanique bien huilée, et les secrétaires du GIE IDEA, Florence MARTIN et Julie LAUR, qui vous accueillent toujours avec le sourire quand vous venez les déranger.

Viennent ensuite les remerciements d'ordre plus personnels. En effet, la thèse, c'est beaucoup de travail, mais c'est également des échanges humains et culturels. Pour cela, je tiens à remercier les thésards, et plus particulièrement ceux de l'équipe SYREL (mais pas que), en commençant par les anciens : Raphaël Caire, qui fut mon guide au début de ma thèse, Damien Thirault, Sébastien Gréhant, Malik Megdiche, Vincent Manzo, Laurent "le Laule" Albert, Nicolas Laverdure, Stefan Sterpu, Christophe Gombert, Guillaume Rami, Vanya Ignatova, Delcho Penkov, Carolina Tranchita, Sylvie Chenh, Octavian et Bogdan Enacheanu. Et les autres...

Il y a aussi des non-thésards avec qui j'ai pu avoir des causeries fort sympathiques et humainement enrichissantes (surtout quand on ne partage pas les mêmes points de vue sur tout en général et sur la vie en particulier) dans un bout de couloir ou dans la cuisine du LEG. Je pense en particulier à Jean-Christophe Crébier, Bruno Mallet, ou encore Patrick Eustache.

Je ne voudrais pas partir en oubliant la bande des grimpeurs fous et les sorties escalades entre midi et deux heures : Laurent Gerbaud, Benoît Delinchant et Bertrand du Peloux. Un petit 6b+ pour la remise en jambes?

Il me reste encore à exprimer une pensée pour les non-LEG, ma famille proche et mes amis : Matthieu et Agathe (je vous souhaite tout le bonheur du monde), Pierre et Sophie, Hervé et Alex, Aurélien et Fanelli... C'est bon d'avoir des gens qui vous aiment!

Enfin, comme il se doit dans ce genre de situations, je remercie tout particulièrement ma douce et chère épouse, Florence, d'abord de m'avoir supporté pendant plus de trois ans et de me supporter encore, et aussi de m'avoir soutenu et encouragé quand il le fallait. Merci.

Et merci à toi, lecteur, pour la valeur que tu donnes à ce travail en tenant ce mémoire dans tes mains et en y puisant un savoir qui, je l'espère, te sera source d'inspiration.

(°\≡/°)

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	9
CHAPITRE I :.....	15
PRODUCTION DECENTRALISEE ET CENTRALE VIRTUELLE	15
I. Introduction	15
II. Les réseaux de distribution français	16
II.1. Histoire du développement de la distribution électrique en France	16
II.2. Le système électrique verticalement intégré	17
II.2.1 Définition	17
II.2.2 Les raisons de ce choix.....	18
II.3. Les réseaux de distribution	19
II.3.1 Schémas d'exploitation	20
II.3.2 Qualité de service; chiffres et normes	23
III. La production décentralisée	24
III.1. Définition.....	24
III.2. Différents types de production décentralisée.....	25
III.2.1 Les énergies renouvelables	25
III.2.2 Les énergies non renouvelables.....	27
III.2.3 La cogénération	27

III.3.	Avantages et potentiel de la production décentralisée.....	28
III.4.	Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution.....	29
IV.	La Centrale Virtuelle.....	30
IV.1.	Un changement de paradigme à l'origine d'un besoin d'innover.....	30
IV.2.	Le concept de Centrale Virtuelle	32
IV.3.	Panorama des principaux projets existants	34
IV.3.1	<i>Dispower</i>	35
IV.3.2	<i>MicroGrids</i>	35
IV.3.3	<i>CERTS Microgrid</i>	36
IV.3.4	<i>FENIX</i>	36
V.	Conclusion	36
CHAPITRE II :	41
INTRODUCTION AU PROBLEME DU REGLAGE DE LA TENSION	41
I.	Introduction	41
II.	Rappel sur l'importance de la tenue de tension et de fréquence dans les réseaux électriques	42
II.1.	Pour la sécurité des réseaux.....	42
II.1.1	<i>La tenue de tension</i>	42
II.1.2	<i>La tenue de fréquence</i>	43
II.2.	Pour l'exploitation normale des réseaux	43
II.2.1	<i>Chutes de tension et pertes Joule</i>	44
II.2.2	<i>Puissance transmissible</i>	45
II.3.	Les services système	47
III.	Réglage hiérarchisé tension / puissance réactive (U/Q) dans les réseaux de transport	48
III.1.	Tension et puissance réactive : des grandeurs locales.....	48
III.2.	Le réglage hiérarchisé de tension	50
III.2.1	<i>Le réglage primaire</i>	52
III.2.2	<i>Le réglage secondaire</i>	52
III.2.3	<i>Le réglage tertiaire</i>	53
III.3.	Le réglage secondaire coordonné	53
III.3.1	<i>Une évolution du RST</i>	53
III.3.2	<i>L'idée du RSCT</i>	55
III.3.3	<i>La fonction objectif pour le RSCT</i>	57
III.3.4	<i>Les contraintes</i>	59
IV.	Réglage de la tension dans les réseaux de distribution actuels	59
IV.1.	Compensation de puissance réactive au poste source	59
IV.2.	Régulateurs en charge	60
V.	Conclusion	61

CHAPITRE III :	65
REGLAGE COORDONNE DE TENSION DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AVEC GED	65
I. Introduction	65
II. Possibilités de la centrale virtuelle en termes de services systeme sur la tension.....	66
II.1. Les objectifs et capacité de la centrale virtuelle	66
II.2. Les contraintes	66
II.2.1 <i>Les contraintes structurelles et techniques</i>	67
II.2.2 <i>Les contraintes fonctionnelles</i>	67
II.2.3 <i>Les contraintes contractuelles</i>	67
II.2.4 <i>Les contraintes économiques</i>	68
III. Problématique generale du D-RCT	68
III.1. Un réglage étendu nécessite des moyens de communication	68
III.2. ... pour relier différentes grandeurs en différents nœuds.....	70
III.2.1 <i>Préambule : rappel sur la matrice d'admittance Y_{BUS}</i>	70
III.2.2 <i>Modèles linéaires de réseaux</i>	71
III.2.3 <i>Construction des matrices de sensibilité</i>	73
III.3. ... et une prévision fiable de la charge.....	75
IV. Solutions et méthode proposées.....	76
IV.1. Définition des objectifs et contraintes du D-RCT	76
IV.1.1 <i>La fonction objectif</i>	76
IV.1.2 <i>Les contraintes</i>	77
IV.2. Méthode d'optimisation	79
IV.2.1 <i>Méthodes possibles</i>	79
IV.2.2 <i>Méthode choisie</i>	80
IV.3. Pondération des objectifs et hystérésis	81
IV.3.1 <i>Pondération des objectifs</i>	81
IV.3.2 <i>Compensation locale de l'énergie réactive</i>	82
IV.3.3 <i>Zones de tension et hystérésis</i>	82
IV.4. Choix des nœuds pilotes	84
IV.5. Réduction des pertes et OPF	84
IV.6. Synthèse : schéma de principe du D-RCT.....	85
V. Réalisation logicielle	85
V.1. Agents intelligents.....	85
V.2. Application à la centrale virtuelle.....	88
V.2.1 <i>Le centre de supervision et de contrôle</i>	89
V.2.2 <i>Le système électrique</i>	89
V.2.3 <i>La communication</i>	89
V.2.4 <i>Réalisation logicielle</i>	90
VI. Illustration sur un cas d'étude.....	92
VI.1. Cas d'étude.....	92
VI.1.1 <i>Le réseau de distribution et la charge</i>	92
VI.1.2 <i>Les moyens de production</i>	94

VI.1.3	<i>Bilan</i>	95
VI.2.	Illustration du D-RCT sur le réseau test.....	97
VII.	Conclusion.....	98
CHAPITRE IV :		103
PLACEMENT OPTIMAL DES NŒUDS PILOTES POUR LE REGLAGE		
COORDONNE DE TENSION		103
I.	Introduction	103
II.	Optimisation de l'emplacement et du nombre des points pilotes pour le D-RCT	104
II.1.	Cas du RST et RSCT dans les réseaux de transport.....	104
II.1.1	<i>Le RST</i>	104
II.1.2	<i>Le RSCT</i>	104
II.2.	Cas du RCT dans les réseaux de distribution.....	106
III.	Définition de la fonction objectif pour l'optimisation.....	107
III.1.	Loi de contrôle de tension des nœuds pilotes.....	107
III.2.	Fonction objectif.....	109
III.2.1	<i>Objectif d'observabilité</i>	109
III.2.2	<i>Objectif de commandabilité</i>	109
III.2.3	<i>Fonction objectif</i>	110
IV.	Algorithme développé.....	111
IV.1.	Description générale de la procédure de recherche de nœuds pilotes optimaux	111
IV.1.1	<i>Première étape : définition de scénarii</i>	111
IV.1.2	<i>Seconde étape : recherche de jeux de nœuds pilotes</i>	112
IV.1.3	<i>Troisième étape : calcul des indices de satisfaction</i>	112
IV.1.4	<i>Quatrième étape : sélection finale</i>	113
IV.1.5	<i>Algorithme de la recherche de nœuds pilotes optimaux</i>	113
IV.2.	Algorithme de sélection initiale par accumulation	114
IV.3.	Algorithme de recherche globale	115
V.	Mise en application sur le réseau test	117
V.1.	Quelques résultats	117
V.1.1	<i>Analyse d'un résultat d'optimisation</i>	117
V.1.2	<i>Sélection du jeu de nœuds pilotes optimal</i>	119
V.2.	Validation par un algorithme génétique.....	120
VI.	Réseaux du futur : cas de reconfiguration	122
VII.	Conclusion.....	124
CHAPITRE V :		129
VALIDATION DU D-RCT		129
I.	Introduction	129

II.	Hypothèses et conditions de simulation	130
II.1.	Durée des simulations	130
II.2.	Le réseau.....	130
II.3.	La charge	130
II.4.	La production	131
II.5.	Le réglage de tension	132
III.	Etude paramétrique sur le D-RCT	132
III.1.	Comparaison avec des méthodes de réglages connues.....	132
III.1.1.	<i>Le réseau sans GED</i>	133
III.1.2.	<i>Fonctionnement actuel des GED : réglage P/Q</i>	133
III.1.3.	<i>Réglage secondaire de tension</i>	134
III.1.4.	<i>D-RCT</i>	134
III.1.5.	<i>Courbes</i>	135
III.1.6.	<i>Conclusion</i>	138
III.2.	Importance de l'OPF pour le D-RCT.....	139
III.3.	Importance du choix des nœuds pilotes.....	140
III.4.	Robustesse	141
III.4.1.	<i>Cas de la perte d'un capteur, ou nœud pilote</i>	142
III.4.2.	<i>Cas de la perte d'un actionneur, ou GED</i>	142
III.4.3.	<i>Conclusion</i>	143
IV.	Comparaison avec une nouvelle méthode de régulation locale de tension.....	144
IV.1.	Le réglage local auto – adaptatif	144
IV.2.	Comparaison des contrôles de tension local et coordonné	145
IV.2.1.	<i>Etude paramétrique</i>	146
IV.2.2.	<i>Robustesse</i>	148
IV.2.3.	<i>Conclusion</i>	150
IV.3.	Une nouvelle application : le réglage mixte.....	151
V.	Conclusion	153
CONCLUSION ET PERSPECTIVES		157
BIBLIOGRAPHIE		163
ANNEXES.....		171
I.	Interfaçage eurostag [®] – matlab [®]	171
II.	Le reseau test	173
III.	Modelisation des ged	177
IV.	Algorithme du gradient conjugué preconditionne.....	185

INTRODUCTION

INTRODUCTION

Les réseaux électriques français et européen connaissent depuis quelques années de profondes mutations dues à des bouleversements à l'échelle internationale des politiques énergétiques. La dérégulation du marché de l'électricité, qui a commencé en Europe avec la Grande-Bretagne au début des années 1990, a gagné le reste de l'Europe en 1996 avec l'édition par la Commission Européenne de la directive 96/92/CEE fixant les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence. Les conséquences immédiates de cette directive sont une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution du produit électricité, et donc la désintégration verticale du système électrique.

D'autre part, la 3ème Conférence des Parties de la Convention – Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques qui s'est tenue à Kyoto en décembre 1997 a mis en place un protocole [NU-98] visant à réduire les émissions globales de gaz à effet de serre pour les ramener d'ici à 2012 à leur niveau de 1990. Dans le domaine de la production d'électricité, ce protocole favorise les énergies renouvelables.

Ces deux grandes évolutions récentes touchant l'industrie de l'énergie électrique conduisent aujourd'hui à une accélération du phénomène d'insertion de production décentralisée d'électricité dans les réseaux de distribution. Ces producteurs, généralement désignés sous le terme de "génération d'énergie dispersée" ou **GED**, qui ont toujours

existé à la marge, connaissent en effet depuis quelques années un développement que l'on s'attend à voir s'amplifier significativement dans les décennies à venir.

Ces GED, tant qu'elles n'étaient présentes qu'à très petite échelle sur les réseaux HTA, n'avaient d'influence ni sur la qualité de l'énergie ni sur le fonctionnement et l'exploitation des réseaux. Elles étaient donc considérées par les gestionnaires de réseaux comme des charges négatives, et devaient s'effacer, c'est-à-dire se déconnecter, en cas d'incidents, même légers (creux de tension, de fréquence, etc.) survenant sur le réseau. Cette situation est encore d'actualité aujourd'hui.

Cependant, dans la mesure où le taux de pénétration deviendra significatif dans les années ou décennies à venir, cette philosophie devra être entièrement révisée pour faire des producteurs décentralisés des acteurs à part entière du système électrique, faute de quoi ce dernier perdra ses qualités de fiabilité et de sécurité. En effet, la thèse de J.F. Canard [CAN-00] a mis en évidence le fait que l'insertion massive de GED, n'était pas sans conséquences techniques lourdes sur les réseaux de distribution :

- impacts sur les protections : modification des transits de puissances et des courants de court-circuit;
- impacts sur la tension et le fonctionnement des régleurs en charge;
- impacts sur la stabilité du réseau et sur les temps d'élimination critiques de défauts.

De plus, la multiplicité et la diversité des sources d'énergie au sein des réseaux de distribution représente un problème majeur pour leur pilotage puisqu'elles ne sont pas toujours observables et dispatchables. Ces deux fonctions sont néanmoins indispensables à la sécurité du système dans le cas où ces sources ne sont plus marginales. Le fait qu'une partie de cette production est de type intermittent ou renouvelable nuit à la garantie de la puissance de sortie en dépit des avancées récentes en matière de prédiction, notamment dans le domaine de l'éolien .

Il apparaît alors évident que la croissance du taux de pénétration des GED ne peut être sereinement soutenue qu'au prix d'une réelle organisation économique et énergétique

des producteurs indépendants, et d'une adaptation ou reconstruction des systèmes de protection en place dans les réseaux de distribution. Cette nouvelle organisation peut produire un outil susceptible de fournir certains services aux réseaux dits "services système" [JOO-00], et plus particulièrement une solution au problème du plan de tension. Les moyens de réglages actuels n'étant pas aptes à résoudre ces problèmes de tension, puisque leur action est moyennée au niveau du poste source, il semble en effet naturel de chercher comment se servir des GED qui seront présentes. Cette solution présente également l'avantage de soulager l'action de réglage de tension du réseau de transport en limitant les transits de puissance réactives entre le transport et la distribution. Une autre solution consisterait à utiliser des dispositifs de compensation de type D-FACTS, mais il s'agit là d'une solution coûteuse basée sur des installations dédiées alors que les GED seront présentes pour produire de la puissance active.

Ce besoin d'une nouvelle organisation des producteurs indépendants nous conduit au concept innovant de **Centrale Virtuelle**, avancé dans cette thèse pour apporter une solution à ce problème. Il consiste en une mutualisation de ces petites sources et éventuellement de certaines charges. En effet, plusieurs GED, en mutualisant leurs efforts de production et en coordonnant leurs réglages, sont susceptibles de proposer à leur échelle les mêmes services système de tension et de fréquence qu'une unité de production centralisée de taille équivalente. Elles disposeront également d'un poids plus important sur les marchés de l'énergie électrique. Cependant, pour réaliser cette mutualisation, il est indispensable de les gérer d'une manière optimale afin d'en assurer la faisabilité et la rentabilité

Une attention particulière sera donc portée dans cette thèse aux services de réglage de tension que les nouveaux producteurs peuvent fournir au réseau de distribution, et à leur mise en œuvre pour répondre aux problèmes de gestion du réseau. Nous proposons donc de développer un outil de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive dédié aux réseaux de distribution comportant de la production décentralisée. Le problème du réglage de la tension étant un problème local, nous envisageons une réponse locale, c'est-à-dire un système de réglage coordonné de tension applicable à l'échelle d'un réseau de distribution situé à l'aval d'un unique poste source.

Afin de bien poser les bases du problème de l'insertion de GED dans les réseaux de distribution, le premier chapitre de cette thèse présente l'histoire du système électrique français et la structure actuelle des réseaux de distribution. Il dresse ensuite un inventaire des moyens de productions décentralisés susceptibles d'être connectés à ces réseaux, ainsi que de leurs impacts sur ceux-ci. Enfin il présente le concept de centrale virtuelle.

Le second chapitre familiarisera le lecteur à la problématique générale du réglage de la tension et des services systèmes, ainsi qu'aux moyens de réglage existant à l'heure actuelle dans les réseaux de transport et de distribution.

Le réglage coordonné de tension développé pour les réseaux de distribution et testé par simulation au cours de la thèse est présenté en détail dans le troisième chapitre. On y détaille les fondements théoriques du réglage ainsi que ses diverses fonctionnalités et contraintes. Un cas d'étude est également proposé sur lequel sera validé l'outil de réglage développé.

Le quatrième chapitre aborde un aspect particulièrement important pour la qualité du réglage proposé, il s'agit de la détermination des nœuds particuliers du réseau (qualifiés de nœuds pilotes) sur lesquels sera appliqué le réglage.

Enfin, le cinquième et dernier chapitre montre les principaux résultats des simulations effectuées au cours de la thèse pour valider le travail de recherche réalisé. Ces résultats montrent tout l'intérêt que peut avoir un tel outil de réglage dans un contexte évolutif ou la production décentralisée occupe une place de plus en plus importante dans le système électrique.

Le travail présenté ici n'est qu'une étape d'un processus de recherche sur l'intégration de production décentralisée dans les réseaux de distribution du futur initié par le GIE IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir) regroupant le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Electricité de France, et Schneider Electric Industrie. Il s'inscrit dans le cadre du projet européen de recherche **FENIX** sur la participation des GED à la sûreté du réseau électrique et aux services système.

Ce document se conclue donc sur l'ouverture de nouvelles perspectives.

CHAPITRE I :
PRODUCTION DECENTRALISEE ET
CENTRALE VIRTUELLE

CHAPITRE I :

PRODUCTION DECENTRALISEE ET

CENTRALE VIRTUELLE

I. INTRODUCTION

Les réseaux de distribution électrique n'ont cessé d'évoluer depuis leur origine à la fin du XIX^{ème} siècle, tant du point de vue des techniques utilisées que de celui de l'exploitation et des protections. La phase d'évolution engagée depuis quelques années compte parmi les plus radicales puisqu'elle introduit de la production d'énergie électrique au sein même des réseaux de distribution en aval des postes sources. Cela n'est pas sans conséquences sur la sécurité et l'exploitation des réseaux, ainsi que sur la qualité de l'onde de tension délivrée aux clients.

Cette évolution, que l'on s'attend à voir s'accélérer au cours des prochaines décennies, conduit à repenser les principes de fonctionnement, voire la structure même des réseaux de distribution afin de préparer l'insertion prochaine de production décentralisée avec des taux de pénétration très importants.

Après un rapide historique du système électrique français et une description des réseaux de distribution actuels, nous dresserons la liste des principaux moyens de production décentralisée et de leurs impacts sur les réseaux. Enfin, nous présentons le

concept nouveau de Centrale Virtuelle comme solution d'intégration active des GED dans les réseaux, puis quelques projets d'envergure internationale sur ce thème.

II. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION FRANCAIS

II.1. Histoire du développement de la distribution électrique en France [MAS-04]

Les premières centrales électriques ont été construites au XIX^{ème} siècle par des industries pour s'autoalimenter en courant continu. L'usage public de l'électricité n'a réellement débuté qu'après l'Exposition Universelle de 1881. Les premières concessions municipales de production et de distribution d'électricité sont alors faites à des entreprises privées ou à des régies municipales pour l'éclairage public et l'alimentation de particuliers. Le courant alternatif s'est généralisé avec l'évolution technologique qui a permis d'adapter les tensions à des puissances importantes grâce aux transformateurs.

Le début du XX^{ème} siècle connaît un développement rapide, mais anarchique de l'industrie électrique en zone urbaine. Les options techniques sont prises de manière non concertée entre les différentes concessions et la mise en œuvre incohérente rendra difficile l'unification du réseau. Ainsi, Paris utilisera en 1945 plusieurs types de distribution électrique : continu; alternatif monophasé ou biphasé. Le courant continu ne disparaîtra que dans les années 1960. L'électrification rurale reste avant la première guerre mondiale à la traîne à cause de la faible densité de raccordement et donc du fort coût d'investissement.

Entre les deux guerres, de nombreuses communes rurales vont se regrouper en syndicats intercommunaux d'électricité pour créer des réseaux de distribution ruraux qui se regrouperont petit à petit pour former des poches de plus en plus grandes. L'électrification rurale est très intense pendant cette période. En effet la proportion de la population ayant accès à l'électricité est passée de 58% en 1918 à 83% en 1929.

Cependant, les réseaux créés à cette période sont souvent sous dimensionnés, il en résulte une qualité de l'électricité très inégale.

Enfin, l'année 1946 marque un véritable tournant dans l'histoire de l'électrification française puisque c'est cette année qu'est votée la loi N° 46-628 nationalisant la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz et les confiant respectivement à EDF et GDF. EDF réalisera l'unification technique des réseaux en un réseau national tel que nous le connaissons aujourd'hui.

II.2. Le système électrique verticalement intégré

II.2.1 Définition

Le développement à grande échelle des réseaux électriques s'est fait pendant les trente glorieuses, pour des raisons techniques et économiques, sous la forme d'un monopole verticalement intégré. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela a nécessité la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs répartis sur l'ensemble du territoire.

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (225 kV et 400 kV) pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition (63 kV et 90 kV), puis de distribution (20 kV) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension (230/400 V). Cette structure verticale "transport – répartition – distribution" est schématisée sur la figure I.1. Notons ici que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".

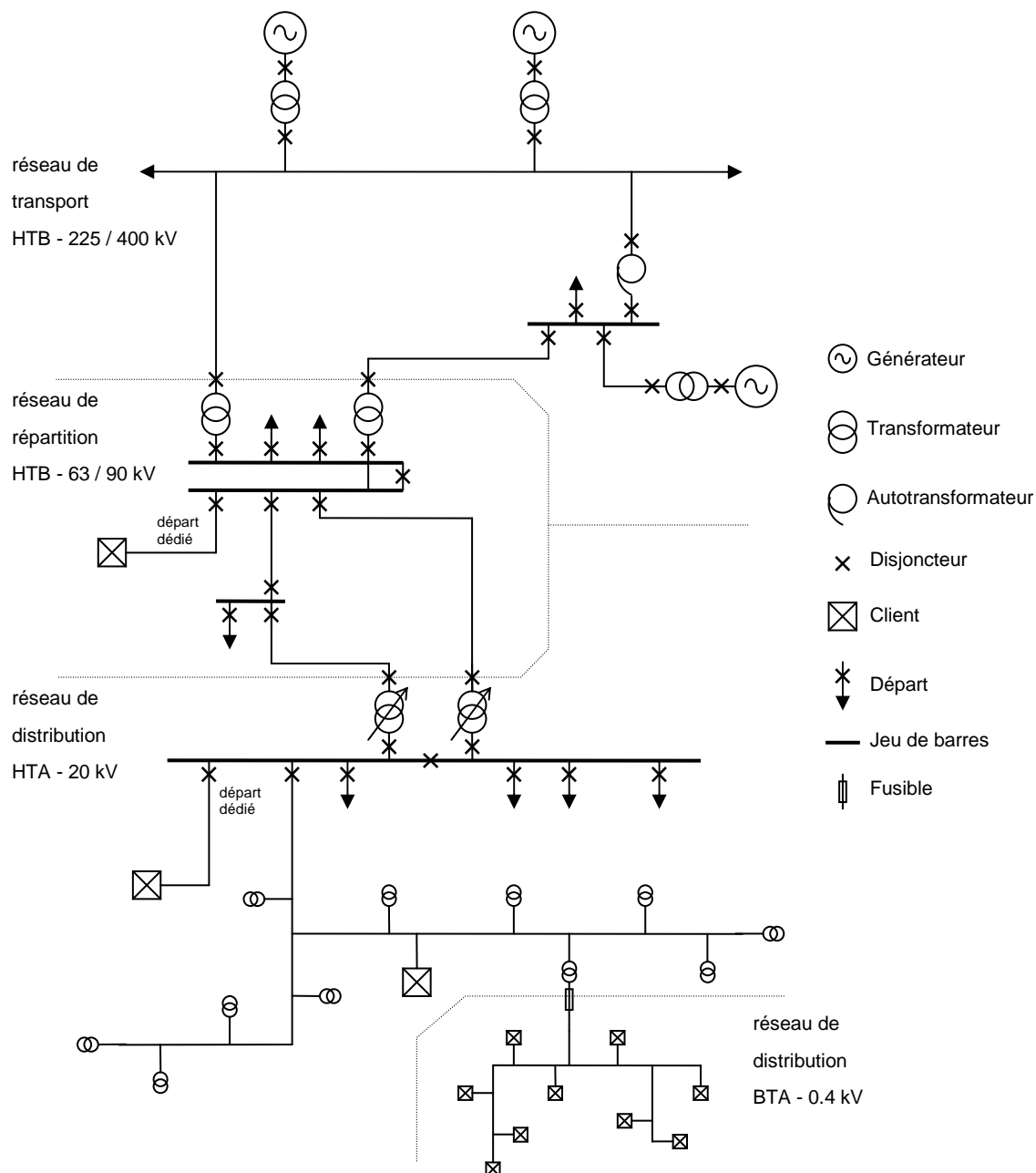


Figure I.1: Organisation des différents niveaux de tension du système électrique

II.2.2 Les raisons de ce choix

Le système électrique français est basé depuis sa nationalisation sur un monopole production – transport – distribution pour des raisons économiques liées au coût de construction et d'entretien des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que politiques. Cette structure verticalement intégrée était aussi

favorisée par les obligations de service public du distributeur d'énergie électrique comme la continuité de service, l'égalité de traitement des consommateurs, ou l'obligation de fourniture.

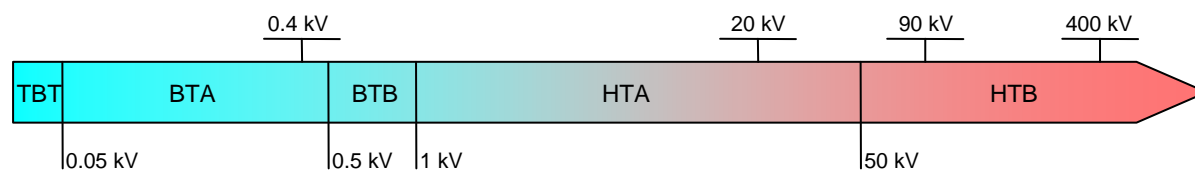


Figure I.2 : Niveaux de tension normalisés

La définition des différents niveaux de tension résulte à la fois de choix historiques et d'optimisations technico-économiques entre le coût d'installation et de maintenance des ouvrages et leur capacité à transporter l'énergie du point de production au client final en générant un minimum de pertes. Ainsi, le niveau de tension HTA à 20 kV s'est imposé pour la distribution car il permet de minimiser le nombre de postes sources et de limiter les chutes de tension tout en utilisant des matériels peu exigeants en termes de tenue de tension.

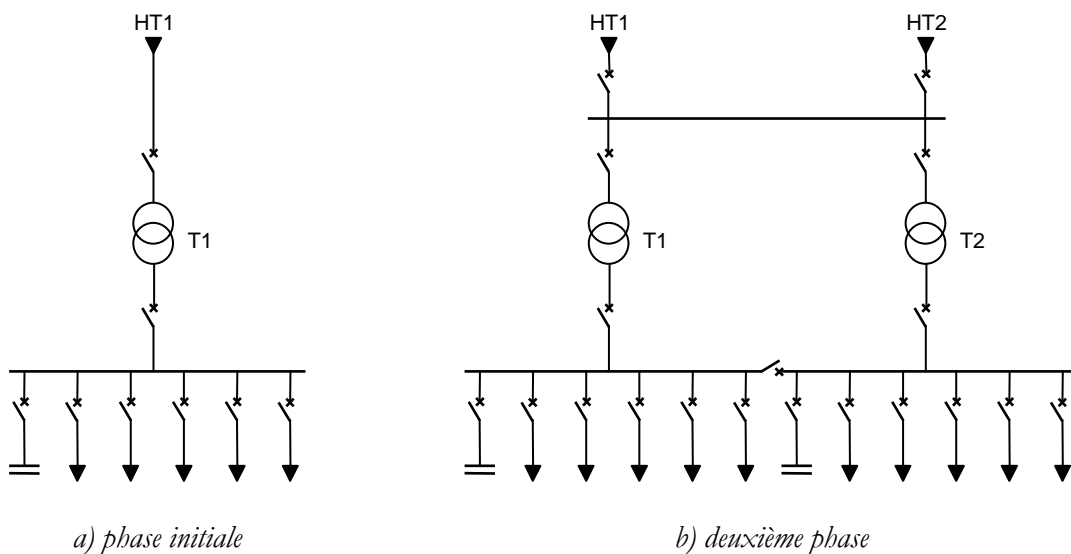
II.3. Les réseaux de distribution

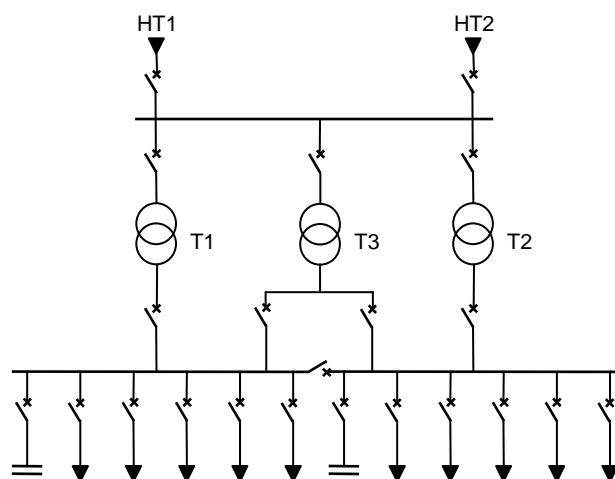
Pour des raisons de coût et de simplicité technique, les réseaux de distribution ont une structure arborescente, ce qui simplifie notamment considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

II.3.1 Schémas d'exploitation

a. Les postes sources HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (figure I.3.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (figure I.3.b), et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attache (figure I.3.c).





c) phase finale

Figure I.3 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

b. Les lignes ou départs HTA

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérives. Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

- **Réseaux HTA aériens**

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (figure I.4), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir.

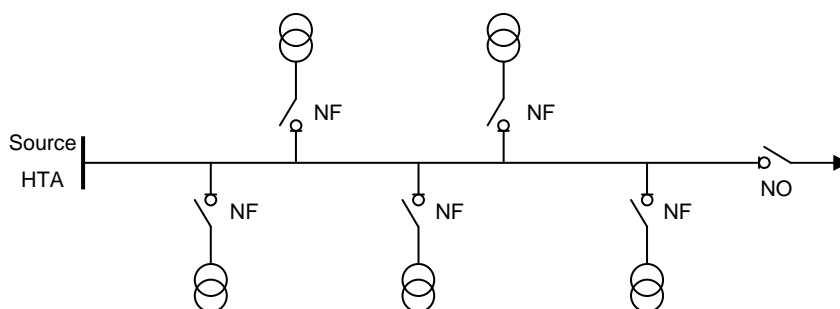


Figure I.4 : Simple dérivation

NF désigne un interrupteur normalement fermé, et NO un interrupteur normalement ouvert.

- **Réseaux HTA souterrains**

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentés par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure I.5) ou en coupure d'artère (figure I.6). En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir.

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

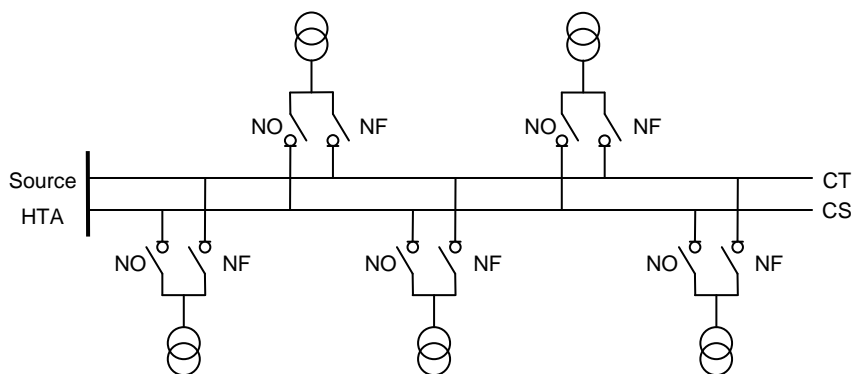


Figure I.5 : Double dérivation

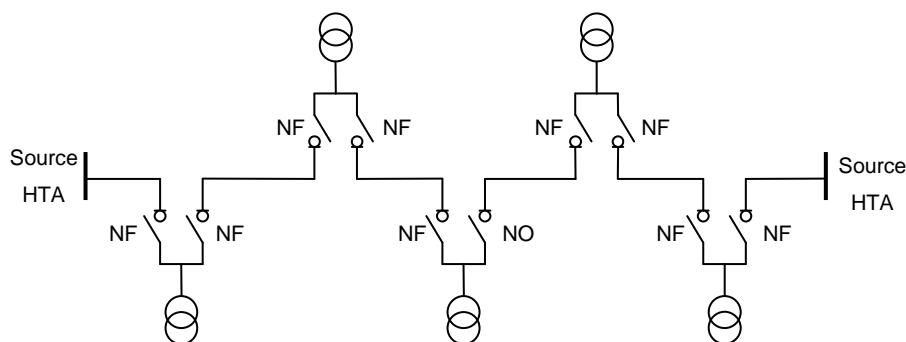


Figure I.6 : Coupure d'artère

II.3.2 Qualité de service; chiffres et normes

Le réseau de distribution a pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant continuité de service et qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,...) et sur les règles d'exploitation. Ainsi, le réseau de distribution français métropolitain est actuellement composé d'environ 2100 postes sources, 586 000 km de lignes HTA, 654 000 km de lignes BT, et plus de 700 000 postes HTA/BT [EDF-06].

La qualité de l'onde de tension délivrée par le distributeur doit répondre à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000 [EN - 00]. Les éléments principaux en sont reportés dans le tableau I.1.

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

Tableau I.1: Caractéristiques de la tension BT et HTA [EN - 00]

Au-delà de cette norme européenne, l'arrêté ministériel du 29 mai 1986 [JO-86], fixe la tension réglementaire de distribution BT à 230/400 V avec des seuils de tolérance de +6 % et -10 % de la tension nominale. De plus, le distributeur s'engage contractuellement [EDF-05] à délivrer en tout point du réseau une tension HTA ne sortant pas d'une plage de \pm 5 % autour d'une valeur contractuelle U_c elle-même fixée dans une plage de \pm 5 % autour de la tension nominale (en général 20 kV).

III. LA PRODUCTION DECENTRALISEE

III.1. Définition

Depuis le début des années 1990, l'organisation du système électrique est remise en cause par divers facteurs économiques, écologiques et politiques. Le ralentissement de la croissance de demande d'énergie électrique conduit à freiner les lourds investissements dans des installations de grande taille. Ce phénomène est accentué par le poids de l'opinion publique : chacun veut une électricité à faible coût, mais personne n'accepte la

construction d'une grande centrale à sa porte. D'autre part, l'intérêt croissant accordé à l'environnement pousse les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité basée sur l'utilisation de sources d'énergies primaires renouvelables et de la cogénération afin d'augmenter le rendement énergétique des installations de production, ce qui contribue à produire une énergie plus "propre". Ces nouveaux phénomènes, dans le contexte de dérégulation qui a pour cadre la directive européenne 96/92/CEE, poussent inévitablement au développement rapide d'une nouvelle catégorie de producteurs : la génération d'énergie dispersée, ou GED qui sont des producteurs indépendants.

Les GED se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur "petite taille", bien qu'il n'y ait à l'heure actuelle pas de limite clairement définie entre les catégories centralisée et décentralisée. Cependant, la loi française (arrêté du 17 mars 2003) [JO-03] limite la puissance des installations raccordées au réseau HTA à 12 MVA, alors que la norme IEEE 1547 [IEEE-03] sur l'interconnexion des ressources dispersées au réseau électrique ne s'applique qu'aux sources d'une puissance inférieure à 10 MVA.

De nombreux types de GED existent qui utilisent des technologies matures ou en phase de développement. Les énergies primaires utilisées sont également très variées, d'origine renouvelable ou fossile [JEN-00]. Un panel des principales technologies mises en œuvre est proposé ci-dessous.

III.2. Différents types de production décentralisée [MUL-03]

III.2.1 Les énergies renouvelables

- **Hydraulique.** Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil de l'eau. L'énergie hydraulique est de loin l'énergie renouvelable

la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée.

- **Eolien.** Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000.
- **Géothermie.** Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.
- **Solaire photovoltaïque.** Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage.
- **Solaire thermique.** Les centrales solaires thermiques sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, celle-ci étant produite par chauffage de l'eau *via* un fluide caloporteur en utilisant le rayonnement solaire concentré sur un échangeur par des miroirs paraboliques.
- **Biomasse et déchets.** Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.
- **Marémotrice.** Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. Cette source d'énergie, malgré sa disponibilité considérable, reste anecdotique car elle nécessite la construction

de barrages qui modifient les sites côtiers (protégés en France par la loi Littoral du 3 janvier 1986) en causant un ensablement ou un envasement du site.

- **Hydrolienne.** Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique de la houle dont l'énergie provient du vent. De nombreuses solutions techniques ont été imaginées, mais l'hostilité du milieu sous-marin compromet sérieusement leur développement à l'heure actuelle.

III.2.2 Les énergies non renouvelables

- **Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole).** Les technologies utilisant ces énergies primaires sont nombreuses et bien éprouvées, ce qui leur confère un grand intérêt économique. Les principales technologies sont:
 - le thermique à flamme, basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur;
 - les turbines à gaz et cycles combinés de cogénération ou trigénération;
 - les moteurs atmosphériques, diesel, etc.
- **Hydrogène.** Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire.

III.2.3 La cogénération

La cogénération électricité – chaleur est une technique permettant de récupérer la chaleur produite par toute microcentrale électrique proche de bâtiments et fonctionnant à haute température, qu'il s'agisse de centrales thermiques classiques ou de certains types de piles à combustible. Le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments.

III.3. Avantages et potentiel de la production décentralisée

Les GED peuvent être installées près des sites de consommation, réduisant ainsi le coût de transport, les pertes en lignes, et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. D'autre part, le temps d'installation est plus court que pour la production centralisée et les sites d'installation sont plus faciles à trouver. Enfin, les nouvelles technologies mises en œuvre sont plus propres; et l'utilisation des producteurs décentralisés en cogénération améliore nettement le rendement énergétique global de l'installation et donc son attrait économique.

Cependant, à l'heure actuelle, les énergies renouvelables, à l'exception de l'énergie hydraulique, ne sont pas rentables. Leur relative compétitivité vient principalement de subventions sous forme d'obligation de rachat par le distributeur à des tarifs élevés. Mais on estime que ces nouvelles filières deviendront compétitives quand elles approcheront leur maturité technologique, et que leur exploitation sera rentable sans subventions autour de 2020 [MUL-03]. Le mixage de ces ressources avec les ressources classiques devrait alors favoriser grandement le respect de l'environnement.

Le potentiel énergétique de la grande hydraulique est exploité près de son maximum au niveau mondial avec 740 GW installés. En France, 90 % des ressources sont déjà exploités. La petite hydraulique en revanche, dispose d'un potentiel d'évolution de 1700 MW.

Le solaire photovoltaïque installé dans le monde fin 2001 atteint 1400 MW. Le potentiel énergétique de cette source est considérable, puisqu'en couvrant un tiers de la surface totale des toits en Europe de panneaux photovoltaïques, la puissance installée atteindrait 120 GW, ce qui permettrait de fournir 120 TWh/an avec un taux d'utilisation équivalent à 1000 heures par an à pleine puissance, ce qui représente un peu moins de 5 % de la consommation européenne actuelle.

Les éoliennes installées dans le monde fin 2002 représentent 30 GW et le potentiel reste énorme. Le potentiel éolien français est estimé à 30 GW en zone terrestre avec une production annuelle de 66 TWh, et à 4.2 GW en offshore avec une production de 14

TWh/an. Le taux d'utilisation moyen de l'énergie éolienne est compris entre 3000 et 3300 heures par an à pleine puissance.

III.4. Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

De précédentes études montrent qu'un taux de pénétration croissant de production décentralisée n'est pas sans impacts prévisibles sur l'exploitation future des réseaux de distribution [CAN-00], [CAI-04]. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence de GED, au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains nœuds du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des GED du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval des protections, et de l'inversion possible des flux de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps d'élimination critique de défauts.

Les GED fournissent de l'énergie près des points de consommation, diminuant ainsi les transits de puissance active et donc les pertes en ligne sur le réseau de transport, mais sont pénalisantes du point de vue de l'exploitation des réseaux de distribution pour les raisons citées plus haut ajoutées aux risques d'oscillations de puissance active et leur corollaire qui est une stabilité dégradée.

Une partie de ces GED a, de plus, des sources d'énergie primaire intermittentes (éolien, solaire) qui ne permettent pas de prévoir aisément la production disponible à court terme. Elles ne peuvent donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché. D'autre part, ces nombreuses sources sont trop petites pour être observables et dispatchables par les gestionnaires de réseaux de distribution et ne participent donc pas, aujourd'hui, aux services système. Cela peut poser des problèmes en cas de fort taux de pénétration si les moyens de réglage classiques de la distribution deviennent inaptes à assurer la tenue en tension. Cela peut contraindre par exemple les gestionnaires de réseaux à engager des investissements non prévus initialement.

Une partie de ces GED produisant par construction du courant continu (pile à combustible, panneau solaire) doit être raccordée au réseau par l'intermédiaire d'interfaces d'électronique de puissance, injectant ainsi des harmoniques nuisibles à la qualité de la tension délivrée.

Enfin, la présence de GED en aval d'un poste source dont le transformateur est équipé d'un régleur en charge régulé par compoundage perturbe son fonctionnement basé sur la mesure du courant absorbé. En effet, la production de puissance par les GED réduit le courant traversant le transformateur, provoquant une action du régleur en charge et diminuant ainsi la tension au niveau du poste source.

Cependant une partie de ces impacts pourraient être maîtrisée par une gestion mutualisée des GED. Cette idée de mutualisation est développée dans le paragraphe suivant sous le terme de centrale virtuelle.

IV. LA CENTRALE VIRTUELLE

IV.1. Un changement de paradigme à l'origine d'un besoin d'innover

On a vu que, depuis le début des années 1990, l'apparition de GED injectant de l'énergie électrique directement sur les réseaux de répartition et surtout de distribution modifie considérablement le fonctionnement et l'équilibre de ceux-ci. Ce phénomène tend à se généraliser depuis quelques années avec l'ouverture du marché de l'électricité d'une part, et les diverses subventions européennes et nationales en faveur des énergies renouvelables (éolien, petite hydraulique, photovoltaïque, biomasse, etc.) d'autre part. L'obligation faite aux distributeurs de racheter l'énergie produite à des tarifs très intéressants pour les producteurs favorise encore cette tendance à l'émergence de la production décentralisée. Celle-ci se développera encore de façon plus significative au cours des décennies à venir, remettant potentiellement en cause l'unilatéralité des transferts de puissance dans les réseaux de distribution (figure I.7) et tous les avantages

techniques y afférant. L'arrivée d'abord discrète, puis de plus en plus massive de production décentralisée conduit donc à un nouveau paradigme pour le système électrique.

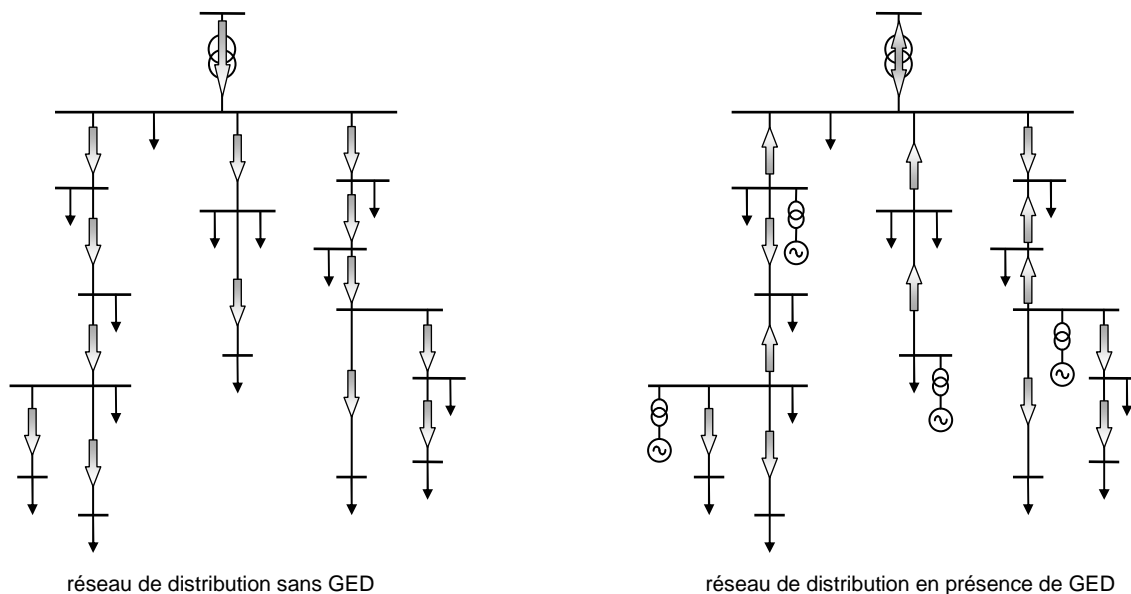


Figure I.7 : Flux d'énergie sur un réseau de distribution en présence de GED

Une rapide analyse de cette nouvelle donne permet de mettre en évidence un certain nombre de nouveaux besoins induits ainsi que certaines possibilités pour y répondre:

- le plan de protection sera à redéfinir si le taux de pénétration de GED devient non négligeable;
- le réglage de la tension ainsi que la compensation locale de l'énergie réactive peuvent être favorisés par l'utilisation des GED, fournissant ainsi une aide au réglage centralisé de tension (services système);
- le réglage de la fréquence en situation d'ilotage peut permettre de sauvegarder la continuité de service en cas de panne en amont du poste source;
- le maintien de ces services devra être assuré en modes dégradés.

Dans la suite de cette thèse, nous nous intéresserons en particulier au réglage de la tension dans les réseaux de distribution en utilisant les réserves de puissance réactive des GED. Ceci peut se faire de manière coordonnée ou au contraire totalement décentralisée. L'option coordonnée implique une mutualisation des capacités de chaque GED à participer au réglage.

IV.2. Le concept de Centrale Virtuelle

Une possibilité de réponse envisagée par divers consortiums de recherche avec certaines variantes dans plusieurs projets internationaux comme Dispower, MicroGrids, ou FENIX pour surmonter ces difficultés consiste à regrouper ou mutualiser un certain nombre de ces GED au sein de structures d'échelle variable dénommées micro – réseaux ou centrales virtuelles. Ce genre de regroupement doit permettre à moyen terme d'augmenter la rentabilité globale des GED mutualisées grâce à une gestion optimale des sources primaires, et valoriser en particulier les sources intermittentes en les complétant avec des sources continues ou des systèmes de stockage. Il devrait également augmenter la "taille" apparente des producteurs en gérant de façon centralisée et coordonnée leur production d'énergie et leurs réglages afin de les rendre à la fois plus fiables quant à la puissance disponible (par effet de foisonnement) et mieux contrôlables par les gestionnaires de réseaux.

On a vu ici un premier avantage que l'on pourra tirer d'une mutualisation de producteurs décentralisés indépendants sous forme d'une "coopérative énergétique". Cependant, la rentabilité de ces GED provient aujourd'hui de subventions européennes et nationales, il faudra donc à moyen terme chercher de nouvelles voies pour en assurer la viabilité économique. Une autre solution pour tirer avantage de cette mutualisation est de mettre à profit l'augmentation de la taille de ces producteurs virtuels ainsi que de leur dispersion au sein des réseaux de distribution pour proposer aux gestionnaires de réseaux des services traditionnellement rendus par les producteurs centralisés. Ces services au réseau dits "services système" sont de plusieurs natures et sont détaillés plus loin.

Une première définition de la centrale virtuelle est proposée dans [SUR-05] : il s'agit d'un ensemble de producteurs et de consommateurs coordonnés par un ou plusieurs

centres de supervision et de contrôle en utilisant un système propre d'échange d'informations. Les producteurs élémentaires sont raccordés en un ou plusieurs nœuds du réseau de transport ou de distribution, rendant envisageables plusieurs échelles de mutualisation:

- **la centrale virtuelle élémentaire** est constituée de plusieurs GED raccordées sur un même réseau BT ou HTA et pilotées par une même intelligence locale.
- **la centrale virtuelle** est constituée de plusieurs GED ou centrales virtuelles élémentaires raccordées au niveau de la distribution, et peut être observée et dispatchée par le GRT (à travers le GRD) comme une centrale classique qui serait connectée directement au poste source.
- **la centrale virtuelle à grande échelle** est constituée de plusieurs centrales virtuelles et producteurs raccordés au même réseau de transport interconnecté et peut valoriser sa production sur plusieurs marchés d'énergie ou de service.

Cette vision de la centrale virtuelle est illustrée sur la figure I.8

Comme on le verra plus loin, le principal objectif des divers projets actuels de gestion mutualisée de productions décentralisées est de tester des solutions de mutualisation de GED sous différentes formes, en mettant en place différentes stratégies pour montrer la faisabilité et l'intérêt technique et économique de telles associations. Certains de ces projets s'attachent en priorité à mettre en œuvre une gestion optimale des sources d'énergie primaire, et d'autres s'intéressent plus particulièrement à la mise en valeur d'une capacité de participation à certains services système.

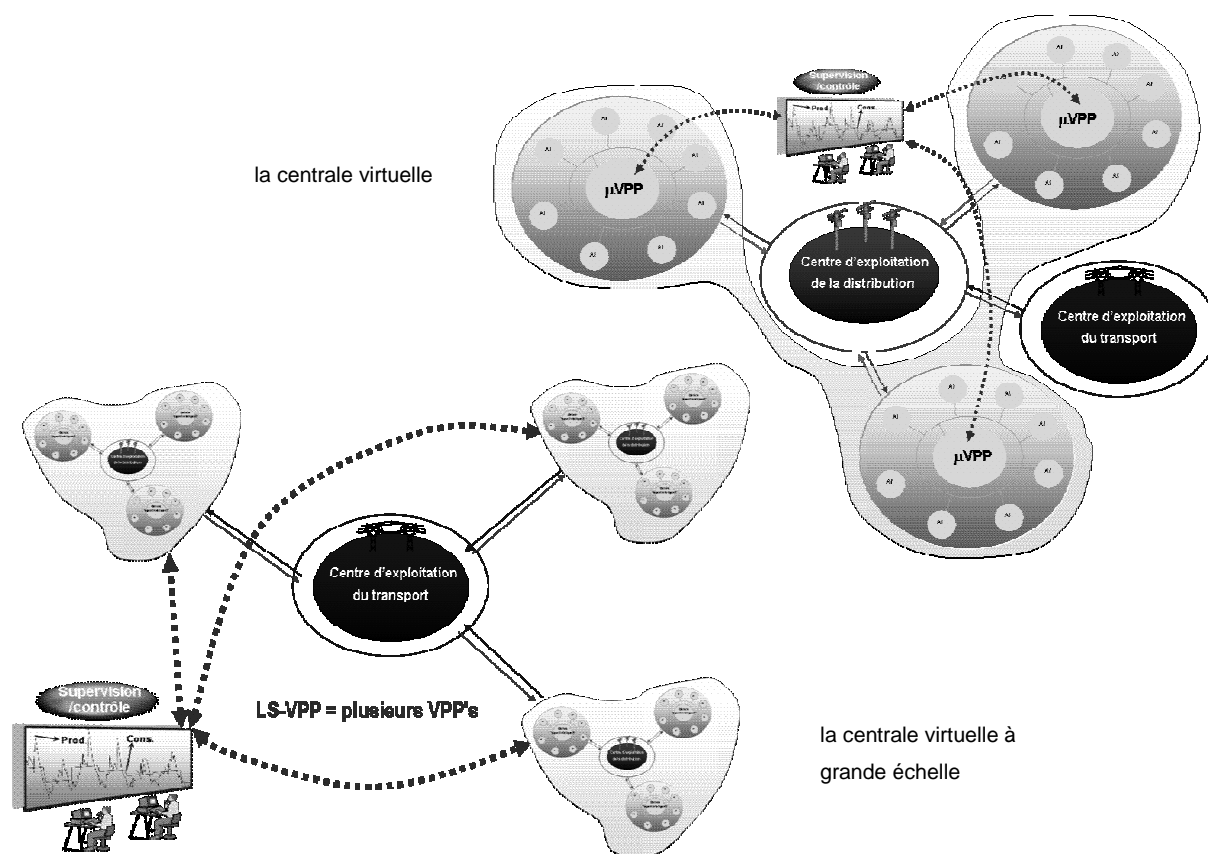


Figure I.8 : La centrale virtuelle (source : [SUR-05])

IV.3. Panorama des principaux projets existants

Plusieurs projets et études concernant la coordination et la mutualisation de GED ont vu le jour depuis la fin des années 1990 en Europe et dans le monde. Certains d'entre eux sont axés sur la valorisation économique par une gestion centralisée des sources d'énergie dispersées sur les marchés de l'électricité. Citons ici le projet américain "ENCORP Virtual Power Plant" et le projet allemand mené par Siemens : "EDISON Virtual Power Plant".

Certains projets ont pour objectif particulier de démontrer l'intérêt économique de telle source d'énergie primaire dispersée. C'est le cas du projet allemand "COGEN Virtual Fuel Cell Power Plant" qui a pour but de prouver l'intérêt économique des piles à combustible pour faire de la cogénération (production conjointe d'électricité et de chaleur afin d'augmenter le rendement énergétique global d'une installation).

On peut trouver également le projet nord européen (Suède, Finlande, Norvège, Danemark) "CODGUNet" [JAN-03] qui propose au contraire des précédents une étude technique approfondie sur les impacts sur les réseaux de distribution de l'implantation massive de GED. Cette étude s'intéresse aux conséquences techniques, légales et économiques, de la connexion de GED avec un fort taux de pénétration, ainsi qu'aux problèmes de réserves et d'équilibre des puissances.

D'autres projets, enfin, se rapprochent beaucoup plus, de par leurs caractéristiques et leurs objectifs du concept de centrale virtuelle tel que présenté dans cette thèse. Leurs caractéristiques sont détaillées ci-après.

IV.3.1 Dispower

Le projet de recherche Dispower, soutenu par la Commission Européenne a pour objectif principal d'assurer la transition du système actuel vers une structure de production plus décentralisée et orientée marché. Pour ce faire, il propose une nouvelle structure pour les réseaux de distribution HTA et BT ainsi que des outils de planification pour l'intégration à grande échelle de GED dans les réseaux locaux, régionaux et insulaires. Il s'attache également à résoudre les nouveaux problèmes liés à la tarification de l'énergie et des services système, et à mettre au point des algorithmes de gestion globale des GED prenant en compte le contrôle du système électrique, la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie [MAT-03].

IV.3.2 MicroGrids

Le projet de recherche MicroGrids, financé par l'Union Européenne, a pour but de démontrer la capacité d'un groupe de GED connectées au réseau BT à fonctionner connecté au réseau de distribution ou en régime îloté, et de passer d'un mode d'exploitation à l'autre "en douceur". Cela passe par le développement de stratégies de contrôle afin d'assurer un fonctionnement fiable et économique de ce groupement de GED, et par le réglage de la tension et de la fréquence du réseau BT en cas d'îlotage. Il se propose en outre d'améliorer la qualité de l'énergie et de réduire les impacts écologiques,

ainsi que de définir un schéma de protection et un protocole de communication adaptés [PEC-03].

IV.3.3 CERTS Microgrid

Le projet CERTS Microgrid, financé par la Commission à l'Energie Californienne a pour principaux objectifs d'une part de proposer une nouvelle approche pour l'intégration optimale de la production décentralisée dans les réseaux de distribution; d'autre part de réaliser une économie d'énergie en installant les sources de chaleurs (cogénération) au plus près du consommateur, et en réduisant les pertes en ligne; et enfin, de participer aux services systèmes. Les principaux services envisagés sont le contrôle des oscillations de puissance active et réactive, le contrôle des charges par délestage automatique, le maintien du plan de tension au niveau local, et le réglage fréquence – puissance en situation d'ilotage [LAS-02].

IV.3.4 FENIX

Le projet européen FENIX, fait partie du 6^{ème} PCRD (Programme Cadre de Recherche et Développement). Il a pour objectif l'étude des possibilités de participation active de GED à la sûreté du réseau électrique interconnecté et leur capacité à réaliser des économies sur les infrastructures. Les solutions envisagées passent par l'agrégation de sources en Centrales Virtuelles.

V. CONCLUSION

La multiplication des GED dans les réseaux de distribution qui ne sont pas conçus pour les accueillir pose de nombreux problèmes liés à la qualité de l'énergie et à la mise à mal des principes actuels d'exploitation. Il existe de nombreux projets de recherche en cours pour l'étude de différents aspects de la problématique de l'insertion de GED dans les réseaux de distribution. Ces projets traitent de différents aspects techniques et économiques de l'insertion massive de GED dans les réseaux de distribution.

En revanche, ils ne traitent pas complètement du problème de réglage de la tension, en particulier dans les réseaux de distribution, question pourtant jugée cruciale par EDF.

La solution proposée dans cette thèse pour répondre au problème du réglage de la tension dans les réseaux de distribution consiste à mutualiser les GED afin de les utiliser pour régler la tension de manière coordonnée. Nous développerons pour cela dans le chapitre suivant la problématique du réglage de la tension dans les réseaux électriques.

CHAPITRE II :
INTRODUCTION AU PROBLEME DU REGLAGE
DE LA TENSION

CHAPITRE II :

INTRODUCTION AU PROBLEME DU REGLAGE

DE LA TENSION

I. INTRODUCTION

Les installations de production, de transport et de distribution de l'électricité forment un système très vaste et très complexe du fait notamment de sa forte non linéarité. De nombreux acteurs, des producteurs aux consommateurs en passant par le réseau, composent et ont des effets variés sur ce système. Chacun de ces acteurs ou combinaison d'acteurs peut avoir des incidences favorables ou défavorables sur la qualité de l'énergie électrique, en termes de tension et de fréquence, ainsi que sur la sûreté des réseaux.

Ces systèmes électriques ont de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ils ont la nécessité en premier lieu de maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant pas être stockée en grande quantité. Cet équilibre s'établit naturellement dans une certaine mesure, mais au détriment de la stabilité en fréquence et en tension.

Nous nous attacherons en particulier dans ce chapitre à montrer en quoi la tenue de tension est fondamentale pour la sécurité et l'exploitation des réseaux électriques.

Après quoi nous dresserons un inventaire des moyens de réglage de tension existants à la disposition des gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

II. RAPPEL SUR L'IMPORTANCE DE LA TENUE DE TENSION ET DE FREQUENCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

II.1. Pour la sécurité des réseaux

II.1.1 La tenue de tension

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. En effet, les limites de tension ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes [RTE-04] :

- Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux d'exploitation par la tenue diélectrique des matériels, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée car une tension trop élevée peut réduire la durée de vie d'appareils utilisateurs.
- Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux de distribution par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble; une tension trop basse aura les conséquences suivantes :

- surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant, et risque de déclenchement des protections associées;
- instabilité de tension pouvant entraîner un écroulement de tension;
- perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires).

II.1.2 La tenue de fréquence

De même que pour la tension, la fréquence doit impérativement être maintenue dans les limites contractuelles. Les principaux problèmes apparaissant en cas d'excursion non maîtrisée de la fréquence sont les suivants [RTE-04] :

- rupture de synchronisme des alternateurs pouvant entraîner la perte de groupes en cascade;
- limite de fonctionnement des auxiliaires de centrales;
- en cas de baisse de fréquence : saturation des circuits magnétiques de transformateurs ou compensateurs bobinés d'énergie réactive entraînant un fonctionnement dégradé et des pertes fer.

II.2. Pour l'exploitation normale des réseaux

Dans le but d'étudier l'impact de la tenue de la tension sur la bonne exploitation des réseaux, nous présentons dans la figure II.1 un modèle équivalent monophasé en Π d'une ligne triphasée couramment utilisé dans l'étude des réseaux. Ce modèle est valable pour des lignes courtes ou moyennes dans lesquelles on peut négliger les phénomènes de propagation. P et Q désignent dans ce paragraphe les puissances active et réactive transitées par phase.

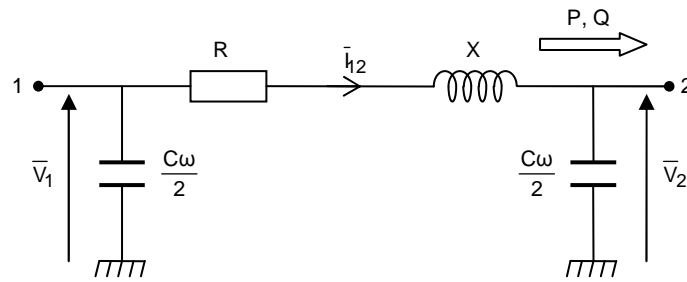


Figure II.1 : Modèle de ligne en Π

A ce modèle de ligne en Π , on peut associer un diagramme de Fresnel reliant les tensions aux éléments de ce modèle (figure II.2).

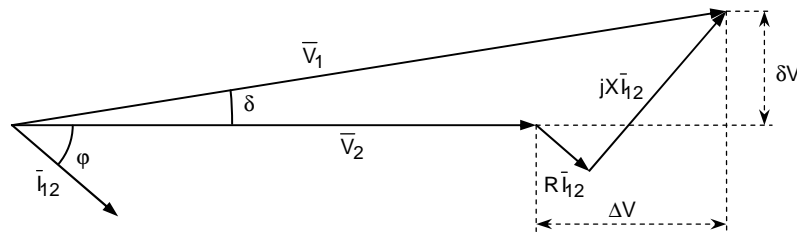


Figure II.2 : Diagramme de Fresnel de la ligne en Π

II.2.1 Chutes de tension et pertes Joule

Si l'on connaît V_2 ainsi que les puissances active et réactive transitées dans la ligne, on peut alors calculer la chute de tension :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\bar{V}_2} + j \frac{XP - RQ}{\bar{V}_2} \quad (\text{II.1})$$

De manière générale, on peut considérer que si le déphasage δ entre les tensions d'entrée et de sortie de la ligne est suffisamment petit (hypothèse d'un réseau peu chargé, connue sous le nom d'hypothèse de Kapp), alors la chute de tension est égale à sa projection ΔV :

$$|\Delta \bar{V}| \approx \Delta V = \frac{RP + XQ}{V_2} \quad (\text{II.2})$$

La chute de tension sur une ligne est donc liée à la fois à la puissance transmise et à la tension d'exploitation. Un plan de tension élevé permettra donc de réduire les chutes de tension sur le réseau. Les pertes en ligne par effet Joule sont également déterminées par la puissance transmise et la tension d'exploitation. Les pertes Joule par phase s'expriment sous la forme :

$$P_J = R \frac{P^2 + Q^2}{V_2^2} \quad (\text{II.3})$$

Les pertes Joule triphasées s'expriment donc sous la forme suivante :

$$P_{JT} = 3P_J = \frac{R}{3} \frac{P_T^2 + Q_T^2}{V_2^2} \quad (\text{II.4})$$

En notant P_T et Q_T les puissances active et réactive triphasées.

L'équation II.4 montre qu'un plan de tension élevé permet également de minimiser les pertes Joule.

II.2.2 Puissance transmissible

La puissance transmissible dans les lignes est contrainte par la limite thermique de la ligne ou du câble dans les réseaux de distribution du fait de la résistance non négligeable des conducteurs.

Dans les réseaux de transport, en revanche, la limite de puissance transmissible est en général d'une autre nature [BOR-93]. En effet, reconsidérons le schéma de ligne en Π de la figure II.1 avec une charge connectée au nœud 2. Dans le cas de lignes de transport HTB, la résistance des lignes est très faible devant leur réactance, et la capacité homopolaire est très grande devant l'impédance de charge. On peut donc assimiler l'impédance entre les points 1 et 2 à la réactance X . On obtient alors le schéma suivant :

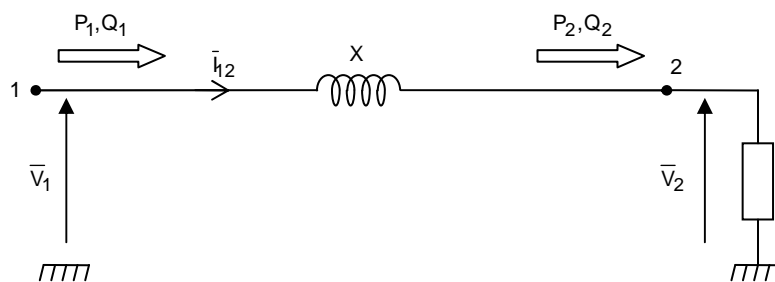


Figure II.3 : Modèle de ligne simplifié

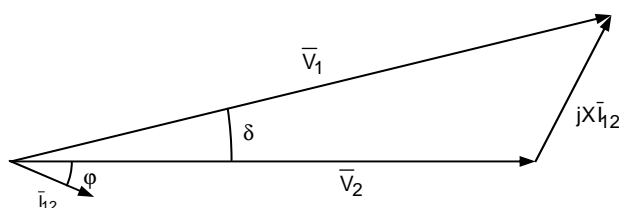


Figure II.4 : Diagramme de Fresnel de la ligne simplifiée

Supposons la tension V_1 tenue, c'est-à-dire constante lorsque la charge varie. Si de plus on fait l'hypothèse que la puissance réactive de la charge est nulle ($Q_2 = 0$), ce qui est réaliste en cas de bonne compensation réactive, on peut écrire :

$$X\bar{I}_{12} = \bar{V}_1 \sin \delta \quad (\text{II.5})$$

d'où

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (\text{II.6})$$

Si rien n'est fait pour maintenir la tension V_2 constante quand la charge varie, on aura alors :

$$V_2 = V_1 \cos \delta \quad (\text{II.7})$$

soit :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\delta \quad (\text{II.8})$$

La puissance maximale transmissible par phase est donc :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (\text{II.9})$$

Considérons maintenant que la tension V_2 aux bornes de la charge est tenue et égale à V_1 en module (ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle en permanence). La puissance maximale transmissible par phase devient alors :

$$P_{\max} = \frac{V_1 V_2}{X} \approx \frac{V_1^2}{X} \quad (\text{II.10})$$

Ainsi on double la puissance maximale transmissible dans une ligne en tenant sa tension au nœud extrémité. D'une manière générale, plus la tension est tenue en un grand nombre de nœuds du réseau, plus la puissance transmissible par ce réseau sera élevée. Il apparaît également préférable d'exploiter les réseaux électriques sous une tension la plus élevée possible dans la limite de tenue des matériels afin d'augmenter la capacité de transport des lignes.

Cependant, la figure II.4 permet d'écrire :

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{II.11})$$

Le maintien de V_2 constant implique donc le contrôle local de Q_2 . D'une manière générale, la tenue de la tension en point donné du réseau nécessite la compensation de la puissance réactive fournie ou consommée en ce point.

II.3. Les services système

C'est pour faire face à ces contraintes et pour garantir la qualité du service que certains acteurs du système électrique sont appelés à fournir un ensemble de services au réseau dénommés **services système**. Ils regroupent certaines priorités dont les principales sont les suivantes :

- assurer à tout instant l'équilibre entre production et consommation de puissance active par le réglage hiérarchisé de fréquence;

- garantir le maintien de la tension dans les limites contractuelles en tout point du réseau par le réglage hiérarchisé de tension;
- garantir une réserve opérationnelle d'énergie supplémentaire qui doit être disponible dans un délai de 30 minutes pour faire face à des besoins imprévus;
- maintenir par des actions adéquates les performances du système électrique en cas de perturbation, notamment pour limiter les transits de puissance à des niveaux admissibles par les matériels de transport et pour améliorer la stabilité du réseau;
- assurer la capacité de redémarrage (blackstart) du système électrique après un blackout en maintenant prêts au démarrage certains générateurs dédiés, et en assurant la continuité de services avec leurs seuls auxiliaires, c'est-à-dire en îlotage, de certains générateurs pour effectuer des renvois de tension sur le réseau.

III. REGLAGE HIERARCHISE TENSION / PUISSANCE REACTIVE (U/Q) DANS LES RESEAUX DE TRANSPORT

III.1. Tension et puissance réactive : des grandeurs locales

La tension est une grandeur locale qui est sensible à de nombreux facteurs. Elle dépend principalement des forces électromotrices des générateurs qui sont les sources de tension du système électrique, mais aussi des charges et des transits de puissance réactive qui induisent des chutes de tension entre les sources et les points de consommation. Limiter les transits de puissance réactive permet de réduire sensiblement les pertes par effet Joule, et donc de réduire la production de puissance active nécessaire. Cela permet aussi par conséquent de faciliter le réglage du plan de tension grâce à la diminution des chutes de tension. Du fait de ces chutes de tension, la puissance réactive se transporte mal. Il est donc nécessaire dans la mesure du possible de produire l'énergie réactive au

plus près (au sens de la distance électrique) de ses points de consommation, c'est-à-dire de réaliser un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées. C'est ce que l'on appelle la compensation de puissance réactive. Afin de préserver au mieux l'équilibre local production – consommation de puissance réactive et de maintenir à tous les niveaux la tension dans les limites contractuelles, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution disposent de moyens de réglage adaptés à chaque niveau. Les éléments influant sur la tension et l'énergie réactive sont schématiquement présentés dans la figure II.5.

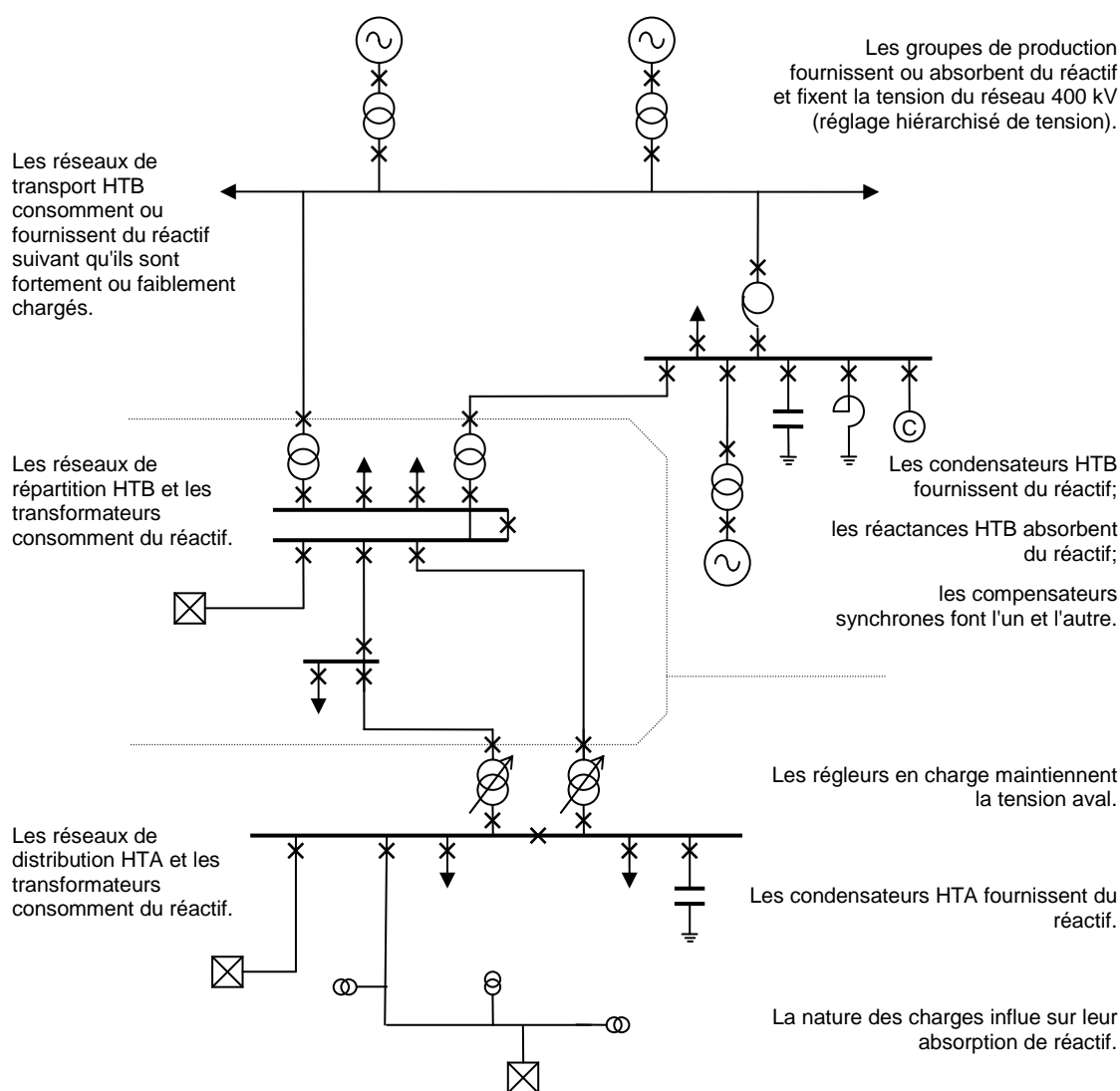


Figure II.5 : Synthèse des moyens de réglage de tension

Divers événements pouvant survenir sont susceptibles d'affecter plus ou moins gravement la tension et obligent donc les gestionnaires des réseaux à contrôler et à régler en permanence la tension. Ces événements peuvent être classés dans deux catégories:

- Les événements lents : ce sont des évolutions lentes de la charge qui suivent une évolution journalière aisément prévisible à grande échelle, mais à laquelle il faut ajouter une composante aléatoire autour de cette valeur moyenne dont l'importance relative augmente en raison d'une réduction du foisonnement quand la taille de la zone considérée diminue.
- Les événements rapides : il s'agit d'événements discrets ou de grande amplitude qui affectent brutalement la tension : modification du plan de production, reconfiguration, courts-circuits, coupures, creux de tension, etc.

III.2. Le réglage hiérarchisé de tension

Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui se compose de trois niveaux distincts représentés dans la figure II.6.

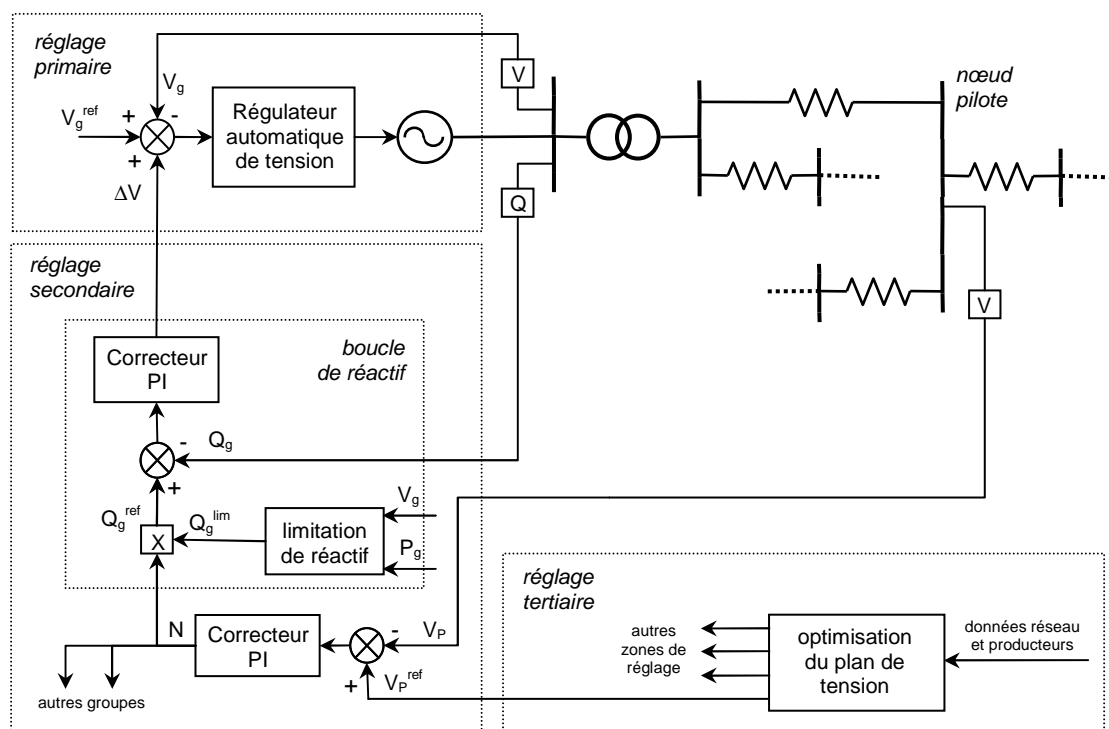


Figure II.6 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension

V_g et V_g^{ref} représentent les tensions mesurée et de consigne de l'alternateur;

ΔV est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive;

Q_g et Q_g^{ref} représentent les puissances réactives mesurée et de consigne de l'alternateur;

Q_{lim} est la limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur, c'est-à-dire la réserve disponible, elle peut dépendre de la tension et de la puissance active produite si elle n'est pas fixée;

N est le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participant au réglage, ce niveau détermine la proportion de la réserve de puissance réactive devant être mobilisée;

V_p et V_p^{ref} représentent les tensions mesurée et de consigne du nœud pilote.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de tension sont alors ceux décrits ci-après.

III.2.1 Le réglage primaire

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectué par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension.

III.2.2 Le réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension (RST) a pour but de faire face de manière coordonnée à de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le réglage secondaire est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglage, ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à

des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute.

III.2.3 Le réglage tertiaire

Le réglage tertiaire, manuel, effectué en France par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants [RTE-04]:

- exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- minimiser les pertes et les coûts de production;
- utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un *optimal power flow*, ou OPF, en tenant compte des critères précédemment cités.

III.3. Le réglage secondaire coordonné

III.3.1 Une évolution du RST

Le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) est une évolution du réglage secondaire qui connaît quelques limitations susceptibles de devenir de plus en plus pénalisantes à mesure que l'on exploite le réseau au plus près de ses limites. La première de ces difficultés provient du découpage du réseau en zones théoriquement indépendantes et de l'utilisation d'un unique point pilote censé être représentatif du niveau de tension de l'ensemble de la zone. Or, le couplage effectif entre zones voisines augmente avec le développement des réseaux, ce qui a pour conséquence, combiné avec l'utilisation d'un unique point pilote, de dégrader la précision et la dynamique du réglage secondaire de

tension. D'autre part, ce type de réglage connaît des limites structurelles et fonctionnelles [LEF-00] :

- l'établissement d'un niveau de participation unique pour une zone de réglage ne tient pas compte des distances électriques de chaque groupe au nœud pilote, créant des déséquilibres dans la participation des groupes au réglage. Le RST italien prend en compte les distances électriques [CAN-04];
- le RST n'intègre pas complètement les limitations de tension ou les limites de fonctionnement des groupes. En particulier, la vitesse de variation de consigne ne tient pas compte du temps de réponse des groupes;
- les paramètres des boucles de contrôle sont fixés, ce qui ne permet pas d'adapter le réglage aux conditions de fonctionnement.

Pour résoudre ces problèmes, le RSCT a été mis à l'étude par EDF et expérimenté dans l'ouest de la France depuis 1998 [LEF-00]. Il a l'avantage d'être plus rapide et plus robuste que le réglage secondaire classique. Le réglage coordonné sur des zones plus vastes permet de plus d'exploiter le réseau plus près de ses limites de fonctionnement et donc de différer de nouveaux investissements.

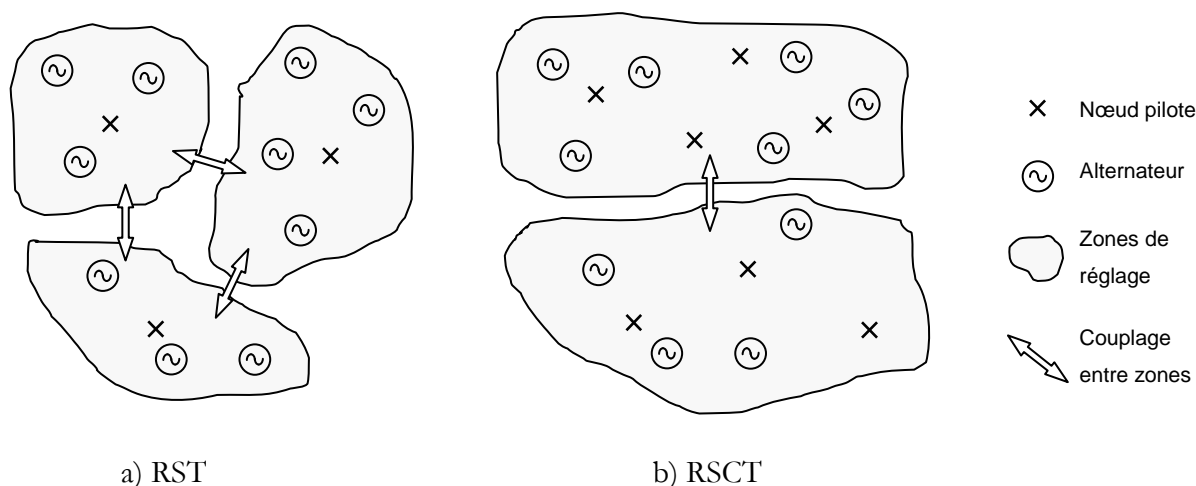


Figure II.7: Les réglages RST et RSCT

Le rôle du RSCT dans les réseaux de transport est de réguler la tension en plusieurs nœuds pilotes par zone de réglage de manière à mieux maîtriser le plan de

tension sur des zones de réglage élargies par rapport au RST. Il y a donc plusieurs écarts de tension à minimiser. Le RST basé sur un correcteur PI (proportionnel – intégral) devient dans ce cas inopérant car le rattrapage à chaque instant des tensions des différents nœuds pilotes donnerait des facteurs de participation (consignes de puissance réactive) incohérents entre eux pour chaque groupe. Autrement dit, il est impossible de superposer plusieurs RST sur une même zone de réglage.

III.3.2 L'idée du RSCT

La solution mise en œuvre par EDF passe par une optimisation multi – objectif des consignes de tension des groupes participant au réglage, ce qui a de plus l'avantage de rendre possible une gestion intelligente de la production de puissance réactive en tenant compte des réserves de chaque groupe et du besoin de compensation locale de réactif lié à l'évolution de la charge.

Le RSCT est basé sur un calcul d'optimisation des consignes de tension des groupes pour tenir la tension en plusieurs points pilotes à l'intérieur de chaque zone de réglage. Le plan de tension global est ainsi plus finement contrôlé et les zones de réglage peuvent être sensiblement élargies par rapport à celles utilisées pour le réglage classique, ce qui réduit l'effet néfaste qu couplage entre zones adjacentes comme l'illustre la figure II.7. La fonction objectif utilisée pour faire l'optimisation comporte les trois objectifs suivants décrits ci-dessous.

a. Tenue de la tension aux nœuds pilotes

Le premier et principal objectif du RSCT est de contrôler par l'entremise des alternateurs la tension aux nœuds pilotes qui sont choisis pour être représentatifs du plan de tension de l'ensemble de la zone de réglage sur lequel il est appliqué.

Autrement dit, l'objectif de tenue de la tension aux nœuds pilotes consiste à **minimiser l'écart entre les tensions mesurées aux points pilotes et les valeurs de références correspondantes** afin d'approcher au mieux du plan de tension optimal régulièrement redéfini par le réglage tertiaire effectué au niveau du dispatching national. Ce qui s'exprime comme suit :

$$\text{minimiser } FV_P(V_i^{\text{ref}}) = \sum_{j \in \alpha P} (V_j^{\text{ref}} - V_j)^2 \quad (\text{II.12})$$

où FV_P est la fonction objectif à minimiser;

V_j^{ref} et V_j sont respectivement les tensions de référence et mesurée au nœud pilote j .

αG et αP sont respectivement les ensembles des indices des nœuds générateurs et des nœuds pilotes.

b. Gestion de la puissance réactive

L'autre objectif important est de s'assurer que l'on demande à chaque groupe une participation à l'effort de réglage en rapport avec ses réserves de puissance réactive disponible. L'objectif de gestion de la puissance réactive consiste donc à **minimiser l'écart entre le niveau relatif de production de puissance réactive de chaque groupe** (rapporté à sa propre réserve) **et la référence définie pour toute la zone**, ceci afin que chaque groupe participe à l'effort de compensation de puissance réactive en fonction de ses réserves et des distances électriques au point de consommation, ce qui n'est pas le cas avec le réglage RST.

La réserve de puissance réactive d'un alternateur à un moment donné est définie comme la quantité totale de puissance réactive que peut fournir cet alternateur à cet instant, compte tenu des diverses limitations dues principalement à l'échauffement des conducteurs et à la stabilité statique. Cet objectif peut alors s'exprimer de la manière suivante :

$$\text{minimiser } FQ_G(V_i^{\text{ref}}) = \sum_{j \in \alpha G} (Q_j^{\text{MAX}} \cdot q^{\text{ref}} - Q_j)^2 \quad (\text{II.13})$$

où FQ_G est la fonction objectif à minimiser;

Q_j^{MAX} et Q_j sont respectivement la réserve de puissance réactive et la puissance réactive produite par le groupe connecté au nœud j , vérifiant la condition $|Q_j| \leq Q_j^{\text{MAX}}$;

$q^{\text{ref}} = \sum Q_i / \sum Q_i^{\text{MAX}}$ est la valeur de référence uniforme de production de puissance réactive.

c. *Tension aux bornes des alternateurs*

La minimisation des deux fonctions objectif précédentes peut conduire, dans certains cas à des excursions incontrôlées des consignes de tension susceptibles d'être fournies aux régulateurs de tension des alternateurs les plus éloignés des points pilotes à l'issue des calculs d'optimisation. Afin de prévenir de telles déviations, il faut également considérer un objectif de maintien de la tension aux bornes des alternateurs.

Cela se traduit par **la minimisation de l'écart entre les tensions mesurées aux bornes des groupes participants et les valeurs de référence correspondantes**. Cela revient à modérer l'action des objectifs FV_P et FQ_G , et donc à réduire son efficacité, mais également à conférer une meilleure stabilité au réglage. Cet objectif peut s'exprimer de la manière suivante :

$$\text{minimiser } FV_G(V_i^{\text{ref}}) = \sum_{j \in \alpha G} (V_j^{\text{ref}} - V_j)^2 \quad (\text{II.14})$$

où FV_G est la fonction objectif à minimiser;

et V_j^{ref} et V_j sont respectivement la tension de référence et la tension mesurée au nœud générateur j .

III.3.3 La fonction objectif pour le RSCT

Afin de produire un réglage de tension performant, les consignes de tension V_j^{ref} des groupes devront être calculées de façon à minimiser les trois objectifs décrits ci-dessus. Or il n'y a évidemment aucune raison pour que ces trois objectifs soient minimaux pour le même point de fonctionnement. Il existe donc plusieurs points de fonctionnement possibles pour lesquels il ne sera plus possible de minimiser l'un des objectifs qu'au détriment des deux autres. L'ensemble de ces points de fonctionnement, ou solutions non dominées, constitue la frontière de Pareto [ABB-02], [BAR-03]. Pour déterminer le choix d'un point privilégié de cette frontière, il faut favoriser un objectif par rapport aux autres sans pour autant les négliger. Autrement dit, il est nécessaire de pondérer les différents objectifs en fonction de la priorité que le gestionnaire du réseau de transport souhaite leur donner.

Nous pouvons ainsi écrire une fonction objectif globale à minimiser :

$$\begin{aligned}
 F_{\text{OBJ}}(V_i^{\text{ref}}) = & \Lambda_{V_p} \cdot n_{V_p} \sum_{j \in \alpha P} (V_j^{\text{ref}} - V_j)^2 \\
 & + \Lambda_{Q_G} \cdot n_{Q_G} \cdot \sum_{j \in \alpha G} (Q_j^{\text{MAX}} \cdot q^{\text{ref}} - Q_j)^2 \\
 & + \Lambda_{V_G} \cdot n_{V_G} \cdot \sum_{j \in \alpha G} (V_j^{\text{ref}} - V_j)^2
 \end{aligned} \tag{II.15}$$

avec n_{V_p} , n_{Q_G} et n_{V_G} les indices de normalisation;

et Λ_{V_p} , Λ_{V_G} , et Λ_{Q_G} , les coefficients de pondération.

Pour tenir compte de l'évolution des différentes grandeurs en fonction de l'évolution de V_G au cours des itérations, on introduit une déviation de chaque grandeur objectif liée à la déviation de V_G^{ref} par les matrices de sensibilité S_{V_p, V_G} et S_{Q_G, V_G} (la signification et la construction de ces matrices de sensibilité sont présentées en détail dans le chapitre III) :

- $\Delta V_j(\Delta V_G) = \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \Delta V_k$ est la déviation de tension au nœud pilote j induite par une déviation de tension ΔV_G ;
- et $\Delta Q_j(\Delta V_G) = \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \Delta V_k$ est la déviation de puissance réactive au nœud générateur j induite par la même déviation de tension ΔV_G .

On définit alors la fonction objectif complète de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 F_{\text{OBJ}}(V_i^{\text{ref}}) = & \Lambda_{V_p} \cdot n_{V_p} \cdot \sum_{j \in \alpha P} \left(\alpha (V_j^{\text{ref}} - V_j) - \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{Q_G} \cdot n_{Q_G} \cdot \sum_{j \in \alpha G} \left(\alpha (Q_j^{\text{MAX}} \cdot q^{\text{ref}} - Q_j) - \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{V_G} \cdot n_{V_G} \cdot \sum_{j \in \alpha G} \left(\alpha (V_j^{\text{ref}} - V_j) - \Delta V_j \right)^2
 \end{aligned} \tag{II.16}$$

où α est le gain du "contrôleur".

III.3.4 Les contraintes

Afin de respecter en tout point du réseau les limitations de tension d'exploitation normale, et de protéger les alternateurs contre des variations de consignes trop rapides, la minimisation de la fonction objectif II.16 doit se faire en respectant les contraintes suivantes [LEF-00], [POP-94]:

$$\begin{aligned}
 (1) \quad & \left\{ \begin{array}{l} V_i^{\min} \leq V_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \leq V_i^{\max} \\ V_i^{\min} \leq V_i + \Delta V_i \leq V_i^{\max} \end{array} \right. & i \in \alpha P \\
 (2) \quad & \left\{ \begin{array}{l} V_i^{\min} \leq V_i + \Delta V_i \leq V_i^{\max} \\ a_i \left(Q_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right) + b_i \Delta V_i \leq c_i \end{array} \right. & i \in \alpha G \\
 (3) \quad & \left\{ \begin{array}{l} a_i \left(Q_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right) + b_i \Delta V_i \leq c_i \\ |\Delta V_i| \leq \Delta V_i^{\max} \end{array} \right. & i \in \alpha G \\
 (4) \quad & |\Delta V_i| \leq \Delta V_i^{\max} & i \in \alpha G
 \end{aligned} \tag{II.17}$$

avec a_i , b_i , et c_i les coefficients directeurs du diagramme de fonctionnement (P,Q,U) du générateur i , ce diagramme dépend de la puissance active générée par l'alternateur.

Les contraintes (1) et (2) signifient que les tensions aux nœuds pilotes et aux nœuds générateurs après application des nouvelles consignes calculées par le RCT ne doivent pas sortir de l'intervalle $[V_i^{\min}; V_i^{\max}]$. La contrainte (3) donne les limites de fonctionnement des alternateurs, et la contrainte (4) donne la déviation de tension maximale admissible pour les alternateurs.

IV. REGLAGE DE LA TENSION DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION ACTUELS

IV.1. Compensation de puissance réactive au poste source

Les réseaux de distribution disposent de divers moyens de compensation d'énergie réactive localisés aux postes sources. Ils permettent de limiter le transit de puissance réactive sur les transformateurs et ainsi d'éviter une trop forte dégradation du plan de tension. Les moyens de compensation les plus fréquemment utilisés sont les bancs de capacités, les compensateurs synchrones (plus souvent utilisés au niveau des postes de

transformation 400/225 kV et 225/90-63 kV) et les compensateurs statiques d'énergie réactive (FACTS : Flexible AC Transmission System).

IV.2. Régleurs en charge

Les transformateurs des postes sources sont également équipés de régleurs en charge qui permettent de modifier le rapport de transformation par pas de 1 %. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barres HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Le premier changement de prise suite à un dépassement de seuil se fait avec un retard Δt_1 d'une minute, ceci afin de laisser passer des variations de tension transitoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes (figure II.8). Le retard Δt_2 pris en compte pour les changements de prise suivants est réduit à 10 s.

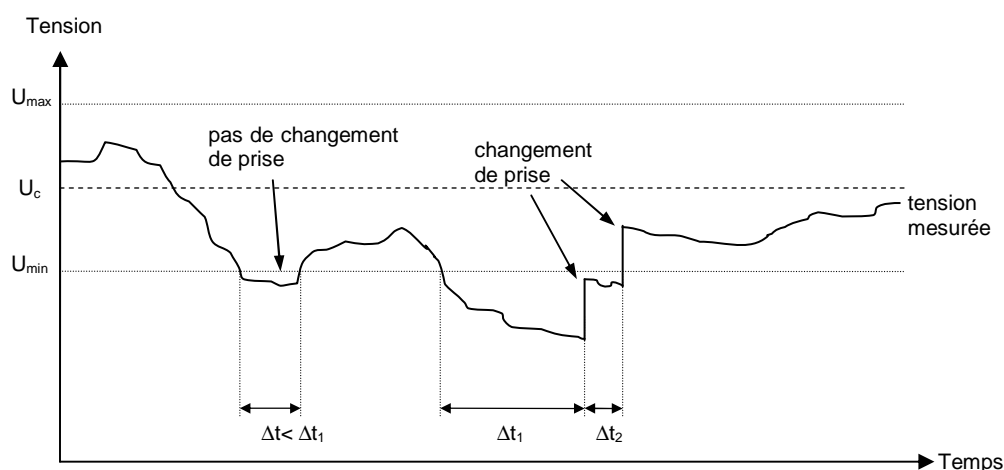


Figure II.8 : Principe de fonctionnement du régleur en charge

Le réglage de la tension HTA peut se faire avec ou sans compoundage. Le compoundage est une technique qui prend en compte, par mesure du courant dans le transformateur (et donc de l'état de charge moyen du réseau), les chutes de tension dans le réseau aval. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau différent du poste source : centre de gravité, nœud prioritaire ou critique, etc.

V. CONCLUSION

On a montré dans ce chapitre l'importance du réglage de la tension et de la fréquence dans les réseaux de transport interconnectés. On a également vu les moyens de réglage actuellement existants au niveau du transport et des postes sources, mais aucun réglage de tension n'existe dans les réseaux de distribution publics en aval des postes sources. Cependant, certains industriels connectés au réseau HTA peuvent disposer de leur propres moyens de compensation de réactif (bancs de capacité, SVC) pour ramener leur facteur de puissance ($\tan\phi$) à une valeur inférieure à 0.4 pour éviter de payer des pénalités. Ils apparaissent alors comme une charge consommant peu ou pas de puissance réactive, mais ne règlent pas pour autant la tension. Or le taux de pénétration croissant de production décentralisée rend nécessaire le réglage de la tension dans certaines circonstances.

Nous proposons donc dans les chapitres suivants une méthode de réglage de tension inspirée du réglage secondaire coordonné de tension implanté par EDF dans le réseau de transport du nord-ouest de la France depuis quelques années; l'optimisation de l'emplacement des nœuds pilotes; un calcul de répartition des charges optimal permettant de réduire les pertes sur le réseau de distribution; et une adaptation du RSCT aux spécificités de la distribution.

Le chapitre suivant développe donc le réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution en utilisant les GED.

CHAPITRE III :
REGLAGE COORDONNE DE TENSION DANS LES
RESEAUX DE DISTRIBUTION AVEC GED

CHAPITRE III :

REGLAGE COORDONNE DE TENSION DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AVEC GED

I. INTRODUCTION

Nous avons vu dans le chapitre précédent un aperçu des moyens de réglage de tension existants dans les réseaux de distribution et de transport. Il en ressort que la tension dans les réseaux de distribution n'est réglée qu'au niveau du poste source. Or une analyse rapide des capacités de la centrale virtuelle montre que la présence de GED permettra d'appliquer certains des principes de réglage du transport, moyennant certaines évolutions pour répondre aux besoins particuliers des réseaux de distribution.

Dans ce but, nous décrirons dans un premier temps les possibilités de la centrale virtuelle en termes de réglage de tension. Nous établirons ensuite de façon détaillée la problématique du réglage coordonné de tension (RCT), ainsi que le concept nouveau de réglage coordonné de tension pour les réseaux de distribution, ou D-RCT, en présence de GED. Nous présentons également en fin de ce chapitre un cas d'étude sur lequel a été testé le D-RCT.

II. POSSIBILITES DE LA CENTRALE VIRTUELLE EN TERMES DE SERVICES SYSTEME SUR LA TENSION

II.1. Les objectifs et capacité de la centrale virtuelle

La centrale virtuelle, en tant que fournisseur de services système, a pour objectif de proposer au GRT des services sur la tension en adéquation avec sa puissance. En effet, compte tenu des puissances envisagées ici pour une centrale virtuelle, de l'ordre de quelques mégawatts à quelques dizaines de mégawatts, il est exclu de proposer les mêmes services qu'un producteur centralisé. La participation directe au RST ou RSCT ou au réglage de la fréquence est alors impossible.

En revanche, il s'agit plutôt de soutenir l'action des productions centralisées en terme de réserves de puissance réactive pour participer indirectement au RST et de réaliser un réglage de tension de qualité dans le réseau de distribution à l'intérieur duquel la centrale virtuelle est implantée.

Les fonctionnalités de la centrale virtuelle en termes de services systèmes de tension peuvent être classées comme suit :

- Garantie du plan de tension par la tenue de la tension en certains noeuds
- Régulation de tension au point de livraison fictif de la centrale virtuelle pour le soutien au RST du réseau de transport, et limitation des transits de puissance réactive par le poste source.
- Gestion de la puissance réactive de chaque GED afin d'assurer une compensation locale d'énergie réactive et d'équilibrer la participation à l'effort de réglage de chaque GED.

II.2. Les contraintes

Ces fonctions peuvent être conjointement réalisées par une optimisation des consignes de tension des GED avec un ensemble de contraintes de plusieurs natures.

II.2.1 Les contraintes structurelles et techniques

Les contraintes de type structurel ou technique sont induites par les limites de fonctionnement des générateurs. En effet les tensions et courants dans les générateurs ou dans les interfaces d'électronique de puissance ne doivent pas dépasser les valeurs maximales admissibles. De même, le courant d'excitation maximum, ainsi que la limite de stabilité statique pour les machines synchrones déterminent les réserves de puissance réactive disponible.

D'autre part, l'indisponibilité temporaire de GED pour des raisons de maintenance ou à cause de pannes peuvent limiter fortement l'efficacité du D-RCT, voire le rendre inopérant.

Enfin, l'intermittence de certaines sources induit des variations non maîtrisées des réserves de puissance réactive du fait de variations non maîtrisées de la puissance active de sortie.

II.2.2 Les contraintes fonctionnelles

La première de ces contraintes est le maintien de la tension en tous points du réseau dans les limites admissibles.

D'autres contraintes de type fonctionnel existent cependant qui sont liées à la cohabitation d'objectifs antagonistes. En effet, la tenue de tension en certains nœuds particuliers du réseau crée une circulation de courants réactifs *a priori* contradictoire avec la compensation locale de l'énergie réactive.

II.2.3 Les contraintes contractuelles

Les contraintes de type contractuelles sont principalement liées aux besoins du GRD :

- la tenue précise de la tension en certains nœuds sensibles (poste source, nœuds prioritaires, etc.) peut obliger la centrale virtuelle à s'adapter;

- la réduction des pertes Joule impose un plan de tension à suivre au mieux;
- la compensation de réactif au poste source ou par départ limite la liberté de gestion des ressources.

II.2.4 Les contraintes économiques

Les contraintes économiques sont naturellement dues au coût des différentes énergies primaires et des réserves de réactif rapidement mobilisables, et donc à la gestion de la puissance électrique et fournie, ainsi que de la puissance thermique dans le cas de la cogénération. Elles sont également dues au coût des pertes générées.

III. PROBLEMATIQUE GENERALE DU D-RCT

La solution proposée dans cette thèse pour atteindre l'ensemble de ces objectifs s'inspire du principe du RSCT existant au niveau des réseaux de transport et transposé à la distribution. Nous décrivons maintenant la théorie et l'application du RCT dans les réseaux de distribution.

III.1. Un réglage étendu nécessite des moyens de communication ...

Le D-RCT est une solution centralisée de réglage de tension et de compensation d'énergie réactive coordonné. De même que le RST, il requiert, de par sa nature étendue et complexe, de nombreuses données d'entrée, ainsi qu'une fine connaissance du réseau. Il nécessite donc le rapatriement de nombreuses mesures faites aux points pilotes, au poste source et aux GED pour élaborer régulièrement de nouvelles consignes de tension. D'autre part, le système de supervision et de contrôle de la centrale virtuelle doit être en relation avec le GRD pour assurer une bonne cohésion entre les besoins de celui-ci et les actions de la centrale virtuelle.

Ceci met en évidence l'importance du choix et de la fiabilité des technologies de communication mises en œuvre entre les différents acteurs participant au bon fonctionnement du réseau de distribution. Un système de type SCADA (Supervisory, Control And Data Acquisition) semble parfaitement adapté pour répondre aux besoins de la centrale virtuelle dont l'intelligence est centralisée dans un centre de supervision et de contrôle unique (figure III.1).

Les supports de communication envisageables sont variés :

- réseau ethernet local ou internet;
- courants porteurs lignes;
- réseau téléphonique sans fil (GSM, UMTS, etc.).

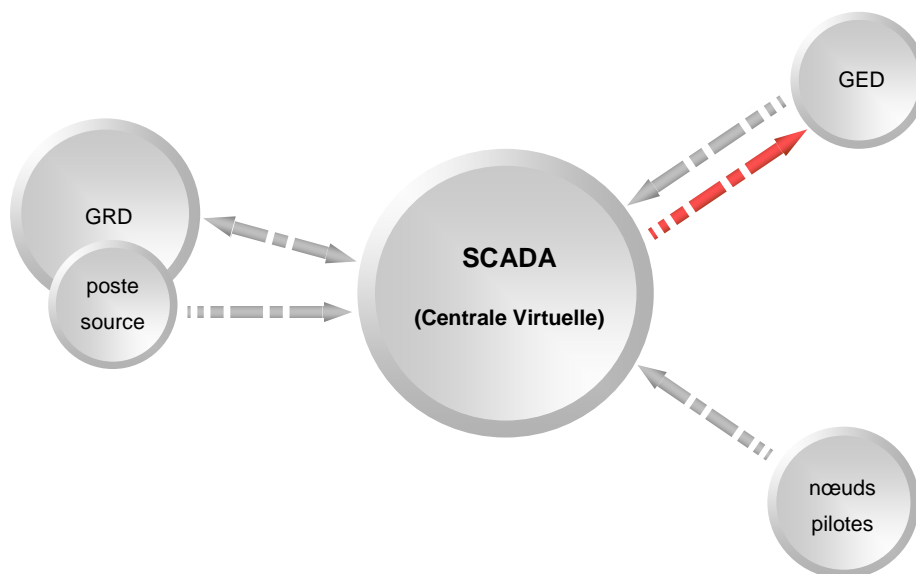


Figure III.1 : Synthèse des communications nécessaires

Il est à noter cependant que la présence d'un système d'échange d'informations n'est pas sans influence sur le fonctionnement du système. Cette influence peut être modélisée par des retards et des pertes de données dus aux transmissions. Ceux-ci sont d'origines diverses dont les principales sont listées dans le tableau III.1 ci-dessous.

Retards	Durée d'acquisition et de mise en forme des mesures
	Durée de transmission des données et de l'accusé de réception
	Temps de traitement (calcul et mise en forme des données)
Pertes	Erreurs de transmission (données erronées)
	Coupsures du signal

Tableau III.1 : Retards et pertes dans les transmissions de données

III.2. ... pour relier différentes grandeurs en différents nœuds...

III.2.1 Préambule : rappel sur la matrice d'admittance Y_{BUS}

La matrice d'admittance complexe Y_{BUS} représente la topologie d'un réseau. Elle permet de calculer le courant injecté en un nœud quelconque du réseau à partir de la connaissance des tensions de l'ensemble des nœuds du réseau. Elle est construite à partir des impédances équivalentes des lignes dans le modèle en Π (figure III.2).

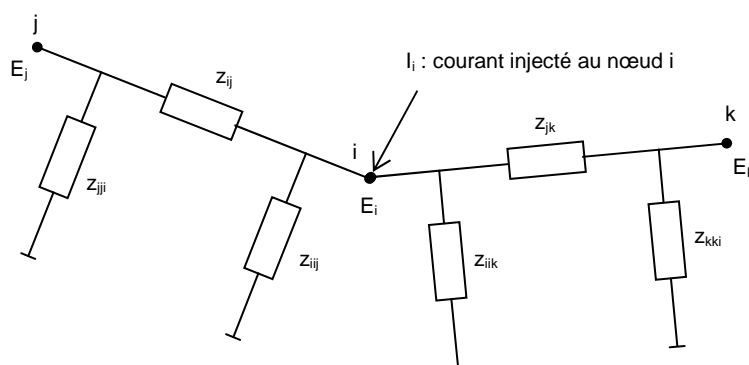


Figure III.2 : Exemple de réseau pour la construction de Y_{BUS}

La loi des nœuds appliquée au nœud i s'écrit:

$$I_i = \left(\sum_{j \in \alpha N_i} \frac{1}{Z_{ij}} \right) \cdot E_i + \sum_{j \in \alpha N_i} \frac{1}{Z_{ij}} (E_i - E_j) = Y_{ii} \cdot E_i + \sum_{j \in \alpha N_i} Y_{ij} E_j \quad (\text{III.1})$$

où αN_i est l'ensemble des indices des nœuds directement connectés au nœud i ;
 et Y_{ii} et Y_{ij} sont les éléments de Y_{BUS} définis comme suit:

$$\begin{cases} Y_{ii} = \sum_{j \in \alpha N_i} \left(\frac{1}{z_{ij}} + \frac{1}{z_{ji}} \right) \\ Y_{ij} = -\frac{1}{z_{ij}} \end{cases} \quad j \in \alpha N_i \quad (\text{III.2})$$

Y_{BUS} est donc une matrice creuse, elle est même d'autant moins remplie que le réseau est peu maillé.

III.2.2 Modèles linéaires de réseaux

Le principe même du D-RCT implique une action à distance des GED qui sont utilisées pour régler la tension des nœuds pilotes censés être représentatifs du reste du réseau. Il s'ensuit un besoin de relier différentes grandeurs électriques en différents nœuds pour assurer une action globale cohérente. Or un réseau électrique est un système fortement non linéaire, ce qui interdit de lier directement une quelconque grandeur à une autre. Pour palier cette difficulté, on peut linéariser le système en faisant l'hypothèse qu'il n'y a pas de perturbation rapide de grande amplitude, ce qui est réaliste en fonctionnement normal puisque le D-RCT est un réglage au fil du temps qui met à jour les consignes des GED toutes les 10 secondes. Cette linéarisation en petits signaux [KUN-94] permet de définir par des dérivées partielles des matrices de sensibilité qui relient entre elles de façon linéaire les petites variations de différentes grandeurs caractéristiques du système [ERE-00].

L'équation de répartition des charges (III.3) à la base du calcul de répartition de charges, ou *load flow*, établit le rapport entre les puissances active et réactive appelées à chaque nœud et la tension de tous les nœuds :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \\ Q_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

où P_i et Q_i sont les puissances active et réactive demandées au nœud i ;

V_i et δ_i sont respectivement le module et la phase de la tension au nœud i ;

Y_{ij} et θ_{ij} sont respectivement le module et l'argument de l'élément (i,j) de la matrice d'admittance du réseau;

N est le nombre de nœuds du réseau.

a. Modèle complet, ou "modèle non découplé"

La représentation du réseau par le modèle non découplé peut être obtenue par dérivation partielle de l'équation de répartition des charges :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

Les coefficients de la matrice jacobienne sont :

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i^2 Y_{ii} \sin \theta_{ii} - Q_i \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad j \neq i \quad (\text{III.5})$$

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} V_i = V_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + P_i \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} V_j = V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad j \neq i \quad (\text{III.6})$$

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -V_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + P_i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad j \neq i \quad (\text{III.7})$$

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} V_i = V_i^2 Y_{ii} \sin \theta_{ii} + Q_i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} V_j = V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad j \neq i \quad (\text{III.8})$$

b. Modèle simplifié, ou "modèle découplé"

On supposera dans le modèle découplé utilisé dans le cadre du D-RCT que les variations de puissance active dépendent uniquement des variations de l'angle des tensions, et que les variations de puissance réactive dépendent uniquement des variations de l'amplitude des tensions. Ce modèle permet de construire un réglage coordonné basé sur une action exclusive sur la puissance réactive des GED.

Le réglage ainsi construit ne tient pas compte des variations de tension induites par une variation de puissance active en fonction du terme $\partial P/\partial V$ dans l'équation III.4. Cependant, l'erreur induite sera rapidement compensée par une action adéquate en terme de puissance réactive. L'équation III.4 peut alors s'écrire :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

En distinguant les nœuds générateurs et les nœuds de charge, les relations III.8 et III.9 permettent d'écrire :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_G}{V_G} \\ \frac{\Delta Q_C}{V_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{GG} & A_{GC} \\ A_{CG} & A_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_C \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_C \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

avec G : indice de nœud générateur;

C : indice de nœud de charge;

$$\text{et } \begin{cases} A_{ii} = \frac{Q_i}{V_i^2} + Y_{ii} \sin \theta_{ii} \approx Y_{ii} \sin \theta_{ii} \\ A_{ij} = Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad j \neq i \end{cases}$$

III.2.3 Construction des matrices de sensibilité

A partir du modèle découplé de réseau liant les variations d'énergie réactive appelée en tout nœud aux variations de tension en tout nœud, nous pouvons construire

des matrices de sensibilité. Deux de ces matrices en particulier nous intéressent pour la mise en œuvre du D-RCT. La première établit une relation linéaire entre les variations de tension en certains nœuds particuliers et les variations de tension aux nœuds générateurs, et la seconde établit une relation linéaire entre les variations de puissance réactive fournie par les GED et les variations de tension aux nœuds générateurs.

La seconde ligne de l'équation III.10 permet en effet d'écrire :

$$\Delta V_C = A_{CC}^{-1} \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} - A_{CC}^{-1} \cdot A_{CG} \cdot \Delta V_G \quad (\text{III.11})$$

Or, la variation de puissance réactive appelée par un nœud de charge est très faible suite à une variation de tension aux bornes d'une des GED; en effet, en considérant les ordres de grandeurs [$\Delta Q_i \leq 10^3$ kVAR; $V_i \approx 2 \cdot 10^4$ V; $A_{ij} \geq 10^2$ kVAR/V²; et $\Delta V_i \geq 10^2$ V], on a bien:

$$\Delta Q_i \ll V_i \cdot \sum_{j \in \alpha G} (A_{ij} \Delta V_j) \quad \forall i \in \alpha C \quad (\text{III.12})$$

où αC est l'ensemble des indices des nœuds de charges;

et αG est l'ensemble des indices des nœuds générateurs.

On définit également αP , l'ensemble des indices des nœuds pilotes.

L'équation III.11 peut alors s'écrire :

$$\Delta V_C = -A_{CC}^{-1} \cdot A_{CG} \cdot \Delta V_G = S_{V_C, V_G} \cdot \Delta V_G \quad (\text{III.13})$$

avec :

$$S_{V_C, V_G} = -A_{CC}^{-1} \cdot A_{CG} \quad (\text{III.14})$$

S_{V_C, V_G} est la matrice de sensibilité reliant les variations de tension aux nœuds de charge aux variations de tension aux nœuds générateurs. On peut extraire de S_{V_C, V_G} les lignes formant la matrice S_{V_P, V_G} reliant les variations de tension aux nœuds pilotes aux variations de tension aux nœuds générateurs.

D'autre part, la première ligne de l'équation III.10 et l'équation III.13 permettent d'écrire :

$$\Delta Q_G = D_G \cdot (A_{GG} + A_{GC} \cdot S_{V_C, V_G}) \cdot \Delta V_G = S_{Q_G, V_G} \cdot \Delta V_G \quad (\text{III.15})$$

avec :

$$S_{Q_G, V_G} = D_G \cdot (A_{GG} + A_{GC} \cdot S_{V_C, V_G}) \quad (\text{III.16})$$

où D_G est la matrice diagonale des tensions mesurées aux nœuds générateurs.

S_{Q_G, V_G} est la matrice de sensibilité reliant les variations de puissance réactive aux nœuds générateurs aux variations de tension aux nœuds générateurs.

III.3. ... et une prévision fiable de la charge

Un autre objectif de la centrale virtuelle est de réaliser un réglage de tension performant tout en limitant au maximum les pertes en ligne et donc les transits de puissance réactive. Pour ce faire, il est possible d'adapter les consignes de tension des points pilotes en fonction de l'ensemble des charges connectées au réseau et de la production prévue ou estimée de puissance active et réactive des GED.

Il apparaît ici le besoin de connaître à l'avance l'évolution de la charge sous forme de courbe de charge prévisionnelle pour réaliser une optimisation du plan de répartition des flux de puissance, ou *optimal power flow* (OPF), c'est l'objet du paragraphe IV.5 de ce chapitre.

IV. SOLUTIONS ET METHODE PROPOSEES

IV.1. Définition des objectifs et contraintes du D-RCT

IV.1.1 La fonction objectif

La définition des objectifs du RSCCT décrits dans le paragraphe III.3 du chapitre II restent valables dans le cas de l'application D-RCT, ceux-ci ne seront donc pas développés ici. Nous avons également vu dans ce même paragraphe qu'il est nécessaire de pondérer chaque objectif pour déterminer le point de fonctionnement sur la frontière de Pareto.

Dans le cas du D-RCT, il est aussi possible que le GRD souhaite privilégier la tenue de la tension en certains nœuds prioritaires choisis comme nœuds pilotes par rapport à d'autres. De même, pour diverses raisons d'ordres techniques ou économiques, le gestionnaire de la centrale virtuelle peut vouloir reporter une partie de la production de puissance réactive de certaines GED sur d'autres en fonction de sa stratégie propre de gestion des réserves. Pour rendre cette gestion possible au fil du temps, il est nécessaire d'introduire dans chaque objectif des coefficients de pondération.

Nous pouvons ainsi réécrire la fonction objectif globale à minimiser en prenant en compte ces nouvelles pondérations:

$$\begin{aligned}
 F_{\text{Obj}}(V_i^{\text{ref}}) = & \Lambda_{V_p} \cdot n_{V_p} \cdot \sum_{j \in \alpha_p} \lambda_j^{V_p} \left(\alpha(V_j^{\text{ref}} - V_j) - \sum_{k \in \alpha_G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{Q_G} \cdot n_{Q_G} \cdot \sum_{j \in \alpha_G} \lambda_j^{Q_G} \left(\alpha(Q_j^{\text{MAX}} \cdot q^{\text{ref}} - Q_j) - \sum_{k \in \alpha_G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{V_G} \cdot n_{V_G} \cdot \sum_{j \in \alpha_G} \lambda_j^{V_G} \left(\alpha(V_j^{\text{ref}} - V_j) - \Delta V_j \right)^2
 \end{aligned} \quad (\text{III.17})$$

où F_{Obj} est la fonction objectif à minimiser;

α est le gain du "contrôleur";

n_{V_p} , n_{Q_G} et n_{V_G} les indices de normalisation;

et Λ_{V_p} , Λ_{V_G} , Λ_{Q_G} , $\lambda_j^{V_p}$, $\lambda_j^{Q_G}$ et $\lambda_j^{V_G}$ les coefficients de pondération.

IV.1.2 Les contraintes

Un tel réglage peut aboutir à des valeurs de consigne de tension mettant en défaut la sécurité des GED, ou même certaines limites contractuelles de fonctionnement. Il apparaît donc nécessaire de prendre certaines précautions pour éviter ce genre de situation. Ces précautions peuvent se traduire en terme de contraintes à appliquer au réglage, celles-ci se classent en deux grandes catégories : les contraintes sur la limite contractuelle de la tension en tout point du réseau HTA; et les contraintes sur la sécurité des GED. Toutes ces contraintes sont à exprimer en termes de contraintes sur le moyen d'action du D-RCT, c'est-à-dire en termes de limites sur les consignes de tension V_i^{ref} fournies aux GED.

a. *Limitation de la tension*

- **Au droit des GED**

La tension au point de livraison des GED doit être maintenue à tout instant dans les limites contractuelles : $[U_n + 5\% ; U_n - 5\%]$. Ainsi il faut que pour chaque GED, le réglage garantisse :

$$\begin{cases} V_G^{\text{ref}} \leq L_S^{V_G} = V_G^{\text{MAX}} \\ V_G^{\text{ref}} \geq L_I^{V_G} = V_G^{\text{min}} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

avec $V_G^{\text{MAX}} = U_n + 5\%$, et $V_G^{\text{min}} = U_n - 5\%$.

- **Aux nœuds pilotes**

De même que pour les GED, la tension aux nœuds pilotes doit être maintenue à tout instant dans les limites contractuelles : $[U_n + 5\% ; U_n - 5\%]$. Ainsi il faut que pour chaque GED, le réglage garantisse :

$$\begin{cases} V_G^{\text{ref}} \leq L_S^{V_p} = [S_{V_p, V_G}^T \cdot S_{V_p, V_G}]^{-1} \cdot S_{V_p, V_G}^T \cdot (V_p^{\text{MAX}} - V_p) \\ V_G^{\text{ref}} \geq L_I^{V_p} = [S_{V_p, V_G}^T \cdot S_{V_p, V_G}]^{-1} \cdot S_{V_p, V_G}^T \cdot (V_p^{\text{min}} - V_p) \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

avec $V_p^{\text{MAX}} = U_n + 5\%$, et $V_p^{\text{min}} = U_n - 5\%$.

b. Sécurité des GED

- **Limitation de puissance réactive**

Afin d'éviter la surchauffe de conducteurs, le courant dans les GED ne doit pas dépasser une certaine valeur I_{lim} . Cette limitation de courant dépend des conditions de fonctionnement et des caractéristiques nominales des GED. Or la puissance active délivrée par une GED est fixée soit par un contrat de vente, soit par la puissance primaire disponible dans le cas de sources intermittentes; c'est elle qui fixe la valeur du courant actif débité, ce qui fixe une marge de courant réactif disponible. C'est cette marge qui définit la limitation de puissance réactive ou réserve dans notre cas où les GED ne participent pas au réglage de fréquence, et n'ont donc pas besoin de réserve de puissance active. Cette limitation impose la contrainte suivante sur la tension de référence de chaque GED :

$$\begin{cases} V_G^{ref} \leq L_S^{Q_G} = S_{Q_G, V_G}^{-1} \cdot (Q_{Glim} - Q_G) \\ V_G^{ref} \geq L_I^{Q_G} = -S_{Q_G, V_G}^{-1} \cdot (Q_{Glim} + Q_G) \end{cases} \quad (III.20)$$

avec, pour chaque GED : $Q_{lim} = \sqrt{(3VI_{lim})^2 - P^2}$ où le terme $3VI_{lim}$ représente la puissance apparente nominale de la GED.

- **Limitation des variations de consignes**

Toujours dans le but de limiter le vieillissement prématuré des divers éléments des GED (machines synchrones, interface d'électronique de puissance, etc.), il est préférable de ne pas leur infliger trop de variations brutales de consignes. Il s'ensuit une contrainte supplémentaire fortement liée à la technologie de chaque GED:

$$\begin{cases} V_G^{ref} \leq L_S^{\Delta V_G} = V_{Gmes} + \Delta V_G^{MAX} \\ V_G^{ref} \geq L_I^{\Delta V_G} = V_{Gmes} - \Delta V_G^{MAX} \end{cases} \quad (III.21)$$

c. *Contrainte globale*

Après avoir listé diverses contraintes s'appliquant sur les consignes de tension à fournir aux GED, nous allons définir une contrainte unique à appliquer. Cette contrainte globale est définie pour chaque GED par la contrainte la plus restrictive. Alors :

$$L_I \leq V_G^{ref} \leq L_S \tag{III.22}$$

où :

$$\begin{cases} L_{S(i)} = \min(L_{S(i)}^{V_G}, L_{S(i)}^{V_p}, L_{S(i)}^{Q_G}, L_{S(i)}^{\Delta V_G}) \\ L_{I(i)} = \max(L_{I(i)}^{V_G}, L_{I(i)}^{V_p}, L_{I(i)}^{Q_G}, L_{I(i)}^{\Delta V_G}) \end{cases} \quad \forall i \in \alpha G \tag{III.23}$$

A ces contraintes peuvent encore s'ajouter des pénalisations pour prendre en compte certaines restrictions définies au paragraphe II.2.

IV.2. Méthode d'optimisation

IV.2.1 Méthodes possibles

De nombreuses méthodes existent pour résoudre un problème d'optimisation. Les algorithmes d'optimisation sont souvent développés pour répondre à des problèmes spécifiques. Ces algorithmes peuvent être classés en deux grandes familles rapidement décrites ci-dessous.

a. *Les algorithmes déterministes*

Les méthodes d'optimisation déterministes sont bien adaptées pour la résolution de problèmes continus contraints ou non contraints. Ces méthodes évoluent en continu dans l'espace de recherche. La transition entre deux solutions successives est donc déterminée par le voisinage immédiat de la solution courante. Il en résulte une limitation majeure de l'efficacité de ces méthodes : elles restent bloquées au premier optimum local rencontré si le point de départ n'est pas correctement choisi.

Les méthodes déterministes se divisent en deux catégories :

- les **méthodes directes** qui remplacent le problème initial par une suite de sous – problèmes approchés. Ces méthodes ont l'avantage de ne jamais sortir de l'espace des solutions admissibles, c'est-à-dire qu'à chaque étape de l'optimisation, la solution intermédiaire respecte les contraintes;
- les **méthodes duales** transforment un problème contraint en un problème non contraint. Elles sont efficaces lorsqu'il est facile de passer de l'espace dual à l'espace primal, mais sont vite lourdes du fait du grand nombre de variables.

b. Les algorithmes heuristiques

Les méthodes d'optimisation heuristiques sont bien adaptées à la résolution de problèmes continus lorsque l'on ne dispose pas d'algorithmes déterministes qui permettent de détecter l'optimum global avec certitude. Elles sont particulièrement adaptées à des problèmes discrets ou combinatoires.

Le principe de base des méthodes heuristiques est d'autoriser l'algorithme à parcourir des directions de recherche qui dégradent provisoirement la fonction objectif. Ce mode de parcours rapide et plus complet de l'espace de recherche, qui peut être partiellement aléatoire, diminue sensiblement le risque de rester piégé dans un optimum local.

Parmi les algorithmes heuristiques les plus utilisés, citons les algorithmes génétiques, l'algorithme tabou, et le recuit simulé.

IV.2.2 Méthode choisie

Dans le cas du D-RCT, une optimisation est effectuée toutes les dix secondes. Or, pendant cet intervalle, l'état du réseau évolue peu, ainsi les valeurs d'initialisation de chaque nouvelle optimisation sont proches des valeurs optimales. D'autre part, le problème d'optimisation sous contraintes est continu, sa résolution sera donc basée sur un algorithme déterministe. L'algorithme choisi est la méthode séquentielle de programmation quadratique qui utilise les multiplicateurs de Lagrange pour former des sous – problèmes quadratiques en tenant compte des contraintes. Cette méthode est disponible dans le logiciel Matlab® sous la fonction *fmincon*.

L'objet de l'optimisation des consignes de tension des GED est donc de minimiser la fonction objectif $F_{\text{OBJ}}(V_i^{\text{ref}})_{i \in \alpha G}$ (équation III.17) avec les contraintes définies dans les équations III.22 et III.23.

IV.3. Pondération des objectifs et hystérésis

IV.3.1 Pondération des objectifs

Le choix des pondérations de chaque objectif doit répondre à une stratégie optimale de réglage définie en fonction de ses priorités. Ainsi, l'objet initial du D-RCT est le réglage de la tension aux points pilotes, il paraît alors logique de donner le poids le plus important à l'objectif FV_P . En effet, l'objectif FQ_G définissant la participation des GED en fonction de leurs réserves disponibles est moins important pour le réglage de la tension; et le poids l'objectif FV_G servant à stabiliser le réglage doit rester faible afin de ne pas nuire à l'efficacité ni à la rapidité du D-RCT. On peut alors proposer la pondération suivante des objectifs : $[\Lambda V_P = 0.7 ; \Lambda Q_G = 0.2 ; \Lambda V_G = 0.1]$. Si en revanche on attache plus d'importance à une bonne compensation de l'énergie réactive, ce qui peut être le cas par exemple si le GRD passe un contrat avec la centrale virtuelle pour réduire les pertes sur le réseau de distribution, alors on augmentera ΛQ_G pour réduire ΛV_P .

Quant aux pondérations des différents termes dans chaque objectif, elles peuvent dépendre de priorités fixées par le GRD ou le gestionnaire de la centrale virtuelle. S'il n'existe pas de priorité définie, les termes seront équipondérés.

Par contre s'il existe des dispositions contractuelles spécifiques avec des clients prioritaires ou sensibles (hôpitaux, etc.), ou si le GRD estime qu'un nœud du réseau est plus important que d'autres; il est possible de donner un poids plus importants à certains nœuds pilotes par rapport à d'autres.

De même, en fonction de sa stratégie propre, ou en fonction des coûts et de la disponibilité des énergies primaires, le gestionnaire de la centrale virtuelle a la possibilité de déporter la mobilisation des réserves de puissance réactive d'une GED sur les autres, ou encore de maintenir la tension d'une des GED plus constante que les autres.

IV.3.2 Compensation locale de l'énergie réactive

Rappelons que l'objet premier de tout réglage de tension est le maintien en tout point du réseau de la tension dans les limites contractuelles $[-5 \% ; +5 \%]$. Le D-RCT a aussi pour objectif de tenir au mieux la tension aux nœuds pilotes, mais également d'assurer la gestion optimale des réserves de puissance réactive.

Or, la tenue précise de la tension aux nœuds pilotes s'avère coûteuse en terme de mobilisation des réserves de réactif et de pertes Joule. Afin de limiter les flux de courant réactif, on peut favoriser l'objectif FQ_G de la fonction objectif de l'optimisation et définir la référence de participation q^{ref} par départ (voir paragraphe IV.1.2). Cette stratégie de réglage autorise en effet une compensation de l'énergie réactive au plus près des points de consommation, donc une réduction des pertes en lignes dues au transit de courant réactif, tout en répartissant la mobilisation des réserves pour le réglage coordonné.

IV.3.3 Zones de tension et hystérésis

Il est à noter cependant que cette meilleure gestion de l'énergie réactive se fait au détriment de la tenue de tension aux points pilotes. Ceci peut conduire dans certaines situations de tension haute (faible charge et forte production) ou basse (forte charge et faible production) à des dépassements de tension en certains nœuds du réseau. Pour éviter cette situation préjudiciable, il faut alors redonner la priorité au réglage de la tension.

C'est pourquoi la stratégie de réglage présentée dans cette thèse s'appuie sur l'adaptation automatique de la fonction objectif aux conditions ayant cours dans le réseau de distribution. Nous avons donc défini des zones de tension dans lesquelles l'un ou l'autre des objectifs FV_P et FQ_G est favorisé par rapport aux autres objectifs.

Afin d'adoucir la transition entre la zone de compensation de réactif et la zone de réglage fin de tension, mais aussi pour laisser passer des écarts de tension transitoires, nous avons créé une zone de tension intermédiaire, appelée "zone tampon" dans laquelle les deux objectifs FV_P et FQ_G ont des poids équivalents. Les caractéristiques de chacune des zones de tension ainsi que les pondérations choisies pour chaque objectif sont précisées dans le tableau III.2 :

Zone de tension	Commentaire	ΔV_P	ΔQ_G	ΔV_G
Zone I : compensation locale de l'énergie réactive	La tension n'approche des limites en aucun nœud; la gestion prioritaire du réactif par départ permet de minimiser l'appel de réactif au niveau du poste source.	0.3	0.6	0.1
Zone II : zone tampon	La tension en certains nœuds est proche des limites; le réactif est géré globalement.	0.5	0.4	0.1
Zone III : réglage de tension	La tension a dépassé les limites en au moins un nœud; le réglage prioritaire de la tension aux nœuds pilotes permet de ramener la tension dans les limites admissibles ou de limiter les déviations.	0.8	0.1	0.1

Tableau III.2 : Caractéristiques des zones de tension pour le D-RCT

De plus, afin d'éviter des phénomènes de battement, ou "bang-bang", au passage d'une zone à l'autre, nous avons introduit un phénomène d'hystérésis en décalant les frontières entre deux zones selon le sens de transition d'une zone à l'autre. Le mode de transition d'une zone de tension à une autre est illustré sur la figure III.3. Le passage de la zone I à la zone II ou de la zone II à la zone III a lieu dès que l'une des tensions des nœuds pilotes ou des nœuds de connexion des GED franchi le seuil. Le passage en sens inverse s'effectue lorsqu' aucune des tensions ne dépasse plus le seuil.

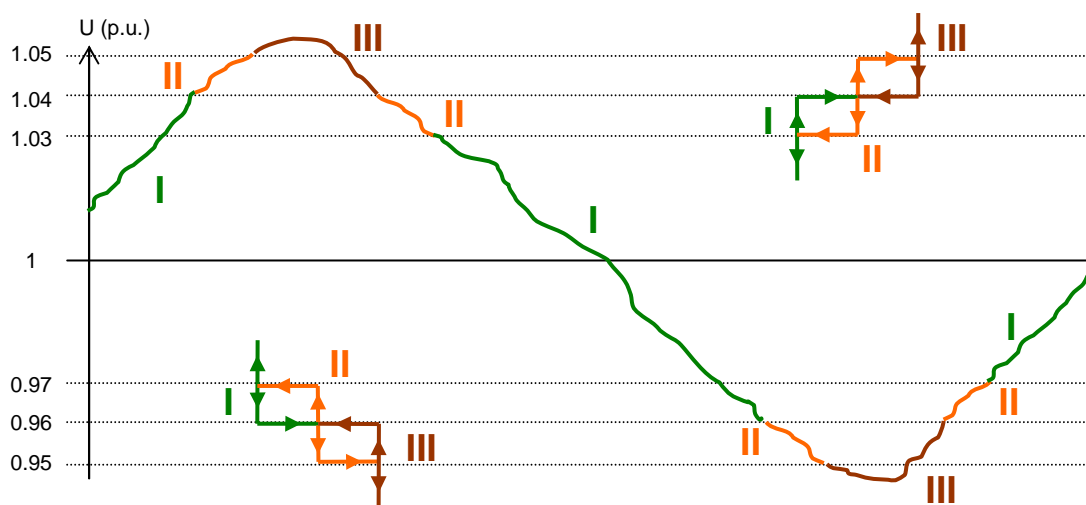


Figure III.3 : Définition des transitions entre zones

IV.4. Choix des nœuds pilotes

Nous venons de voir que le D-RCT, pour être efficace doit être bien réglé, c'est-à-dire que les différentes pondérations doivent être ajustées au mieux aux stratégies de réglage. Or, ce n'est pas le seul élément déterminant la qualité du réglage de tension. En effet, les caractéristiques des nœuds pilotes utilisés sont fondamentales dans le cas d'un réglage coordonné.

Le choix du nombre et de l'emplacement des nœuds pilotes fait l'objet du quatrième chapitre de cette thèse.

IV.5. Réduction des pertes et OPF [CAI-04]

Le D-RCT, en imposant la tension aux bornes des GED, crée des transits de courant réactif supplémentaires dans le réseau, ce qui a pour conséquence néfaste l'augmentation des pertes en lignes par effet Joule. Pour remédier partiellement à cet inconvénient, plusieurs solutions plus ou moins satisfaisantes existent :

- action sur les charges : le délestage de certaines charges quand les transits de puissance réactive sont trop importants permet de réduire les pertes, mais n'est pas satisfaisant pour les clients;
- action sur les GED : la baisse de puissance active permet également de réduire les pertes, mais n'est pas satisfaisante pour les producteurs puisqu'elle crée un manque à gagner sur l'énergie non vendue;
- action sur la tension : l'adaptation des consignes de tension des nœuds pilotes à l'état de charge du réseau permet de réduire les transits de puissance réactive et n'a aucun impact néfaste.

C'est la dernière solution qui est envisagée ici. L'adaptation des consignes de tension à l'état de charge s'appuie sur un calcul d'optimisation du plan de tension sous contraintes [CAI-04] et la connaissance d'une courbe de charge prévisionnelle. Celle-ci peut être établie heure par heure la veille pour le lendemain.

IV.6. Synthèse : schéma de principe du D-RCT

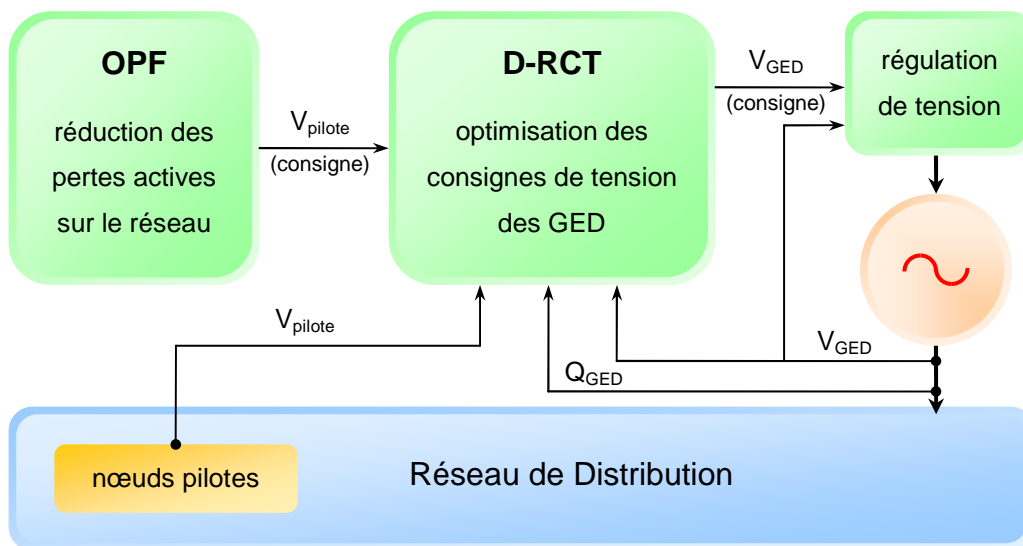


Figure III.4 : Architecture du D-RCT

V. REALISATION LOGICIELLE

V.1. Agents intelligents

Après avoir développé les fondements théoriques et le principe de fonctionnement du D-RCT, nous allons maintenant voir comment mettre en œuvre un tel réglage en utilisant la technologie des agents intelligents.

La gestion ou l'exploitation de certains systèmes complexes et étendus, comme peut l'être le système de supervision et de contrôle d'une centrale virtuelle, nécessite l'emploi d'une intelligence coordonnée, éventuellement répartie, et d'un système de communication. Le développement de l'intelligence artificielle, et en particulier la technologie des agents intelligents permet de bien répondre à ce type de besoins.

Les agents sont des systèmes (robotiques, humains, logiciels, etc.) qui perçoivent leur environnement par des capteurs, ou entrées, et qui agissent sur cet environnement

par des actionneurs, ou sorties en s'appuyant sur des règles et des connaissances [RUS-95]. La figure III.5 présente le principe générique de fonctionnement des agents.

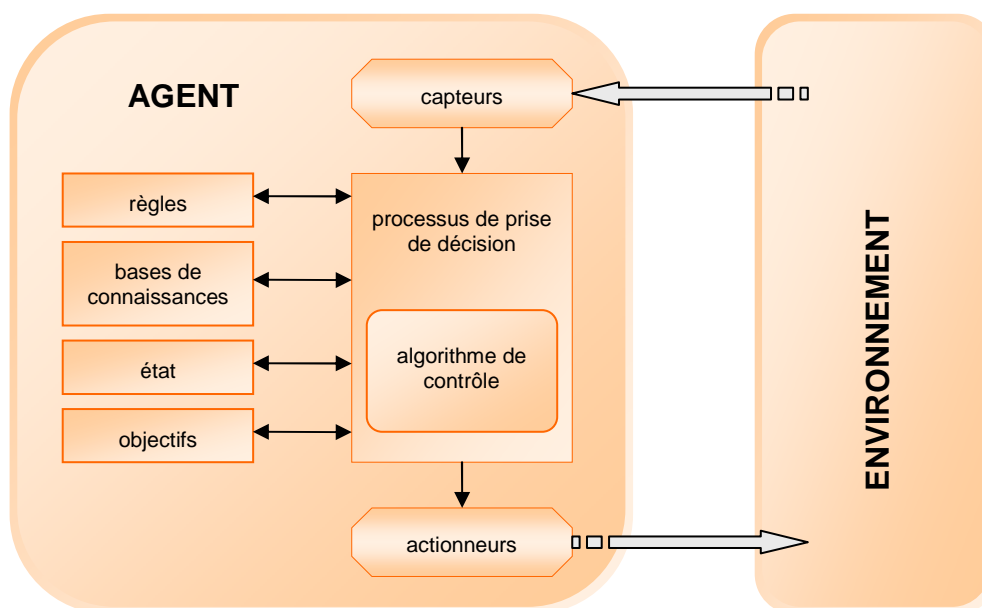


Figure III.5 : Schéma de principe d'un agent intelligent

On s'intéresse ici aux agents informatiques qui sont des programmes possédant une ou plusieurs des caractéristiques suivantes :

- **Autonomie** : un agent autonome est capable de prendre une décision basée sur son expérience, sa connaissance et sa logique propre en fonction de son environnement;
- **Mobilité** : par opposition à un agent local, un agent mobile peut se déplacer d'un lieu à un autre à travers un réseau de communication, de type ethernet ou autre, en conservant son état et ses fonctionnalités;
- **Intelligence** : un agent intelligent peut apprendre de son environnement pour enrichir son expérience propre, les méthodes d'apprentissage peuvent faire intervenir des techniques d'intelligence artificielle du type réseaux neuronaux, logique floue, etc.;

- **Adaptabilité** : un agent est adaptable s'il est capable de modifier son comportement ou de mettre à jour certains paramètres en temps réel à la demande d'autres agents ou de sa logique interne;
- **Communication** : plusieurs agents composant un système intelligent doivent pouvoir échanger des informations entre eux ou avec l'extérieur, que ce soit au niveau local ou entre des entités distinctes par le biais d'un réseau de télécommunication.

Un système multi – agent peut être composé de nombreux agents qui ont des rôles et des fonctionnements très variés. Selon leur degré d'autonomie et d'intelligence, on peut classer les agents en trois catégories principales :

- **Agent d'exécution, ou agent réflexe** : c'est un agent qui agit en obéissant automatiquement à une ou plusieurs règles prédéfinies si une ou plusieurs conditions portant sur son environnement sont remplies. La validation des conditions se fait par le biais de capteurs ou d'échanges d'informations. Les **agents réflexes avec état interne** tiennent compte de l'état mémorisé de son environnement pour valider une condition;
- **Agent de coordination, ou agent orienté objectif** : c'est un agent réflexe, éventuellement avec état interne, qui choisit la ou les règles à appliquer en fonction des conditions validées et d'un ou plusieurs objectifs à atteindre;
- **Agent de supervision, ou agent orienté service** : c'est un agent orienté objectif qui choisit une action ou une séquence en fonction d'objectifs à atteindre et du degré de satisfaction que donne la manière d'atteindre ces objectifs.

Ces systèmes multi – agent forment des structures de contrôle et de commande hiérarchisées en plusieurs couches au sein desquelles les agents peuvent avoir différentes caractéristiques et fonctionnalités ou spécialisations. Cette organisation complexe permet de répondre à des besoins extrêmement variables, en particulier, elle peut être la base technique d'un outil très performant de supervision et de contrôle d'une centrale virtuelle.

En effet, celle-ci requiert une gestion coordonnée de nombreux paramètres, une capacité de prise de décision en temps réel en fonction de son environnement et de ses bases de connaissances, et des moyens de communication entre différentes entités réparties la composant.

V.2. Application à la centrale virtuelle

Le problème que pose la conduite d'une centrale virtuelle couplée au fonctionnement dynamique d'un réseau électrique avec ses GED et leurs régulateurs s'inscrit parfaitement dans le cadre des agents intelligents. En effet, on est face à un système comportant de multiples composants et fonctionnalités devant interagir en permanence. La figure III.6 donne un aperçu des principaux entités et composants qui devront être modélisés pour réaliser les simulations qui nous permettront de tester et de valider le concept de D-RCT.

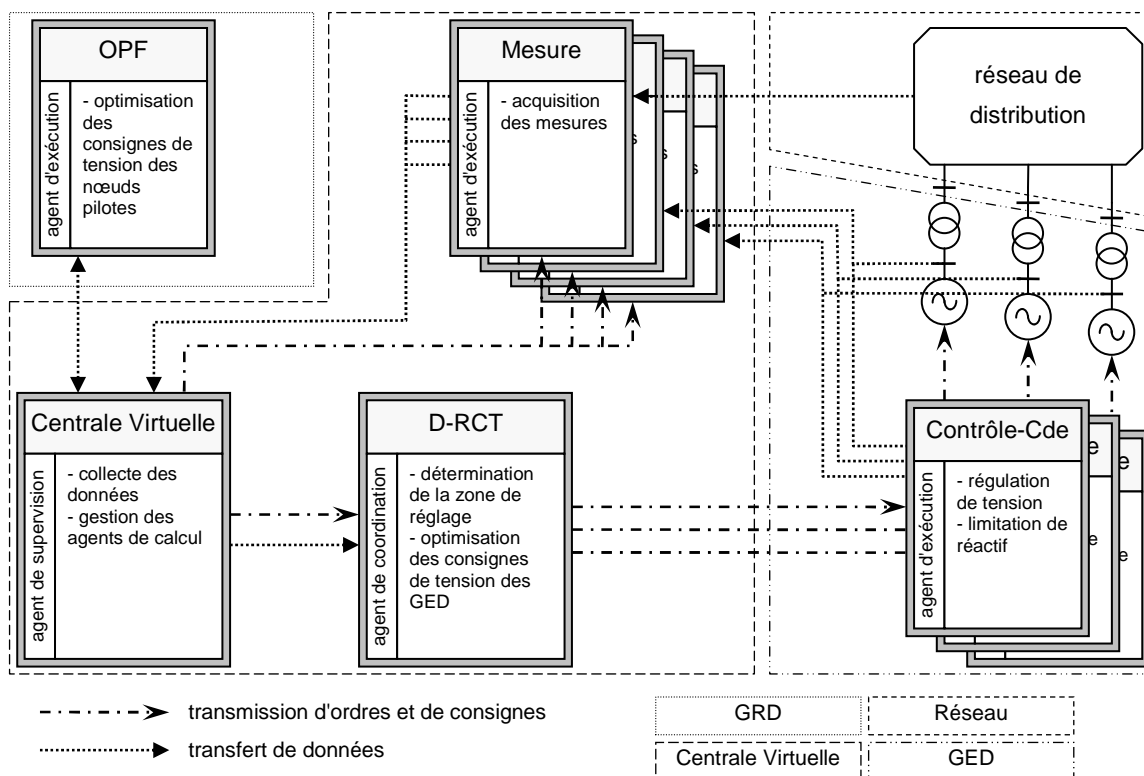


Figure III.6 : Les composants du système étudié

V.2.1 Le centre de supervision et de contrôle

La gestion complète des GED nécessite un ensemble d'agents qui peuvent être localisés sur les réseaux (voir paragraphe précédent), ou centralisés dans le centre de supervision et de commande de la centrale virtuelle. Enfin, certains agents, comme l'agent de calcul d'OPF prévisionnel, peuvent être sous le contrôle du GRD. Ces agents sont présentés ci-dessous :

- le module "Centrale Virtuelle" est un agent de supervision global, il a pour rôle de superviser et coordonner les autres parties du programme en envoyant des ordres aux autres modules afin de centraliser les mesures nécessaires; de lancer les calculs d'optimisations et d'afficher les résultats demandés;
- le module "D-RCT" est un agent de coordination qui effectue les calculs d'optimisation de consignes de tension des GED à la demande du module "Centrale Virtuelle", puis demande aux contrôles – commandes des GED de mettre à jour leurs consignes;
- le module "OPF" est un agent d'exécution qui effectue les calculs d'optimisation des points pilotes à partir de courbes de charge et de production prévisionnelles en préalable aux simulations;

V.2.2 Le système électrique

Le système électrique se compose pour la partie puissance des réseaux électriques de transport et de distribution, ainsi que des GED; et pour la partie conduite du contrôle et de la commande des GED et des instruments de mesure qui sont des agents d'exécution.

V.2.3 La communication

Le système de communication tel que décrit dans le paragraphe III.2 de ce chapitre n'est pas modélisé ici. Autrement dit, l'application logicielle développée au cours de cette thèse suppose un système de communication idéal, c'est-à-dire sans retard ni perte

d'informations. Il pourrait cependant être modélisé en séparant physiquement (en les implantant sur plusieurs PC) les diverses entités décrites pour réaliser des simulations en temps – réel.

V.2.4 Réalisation logicielle

La simulation de ces éléments constituant la centrale virtuelle ainsi que la réalisation des calculs d'optimisation nécessaires peuvent se faire avec le logiciel de calcul scientifique **MATLAB®**.

Nous avons développé une interface homme – machine (IHM) qui permet, pour nos simulations, de renseigner le module "Centrale Virtuelle" sur les conditions de la simulation à effectuer, ou données d'entrée, et d'en afficher les résultats. La figure III.7 montre une copie d'écran de cette interface graphique.

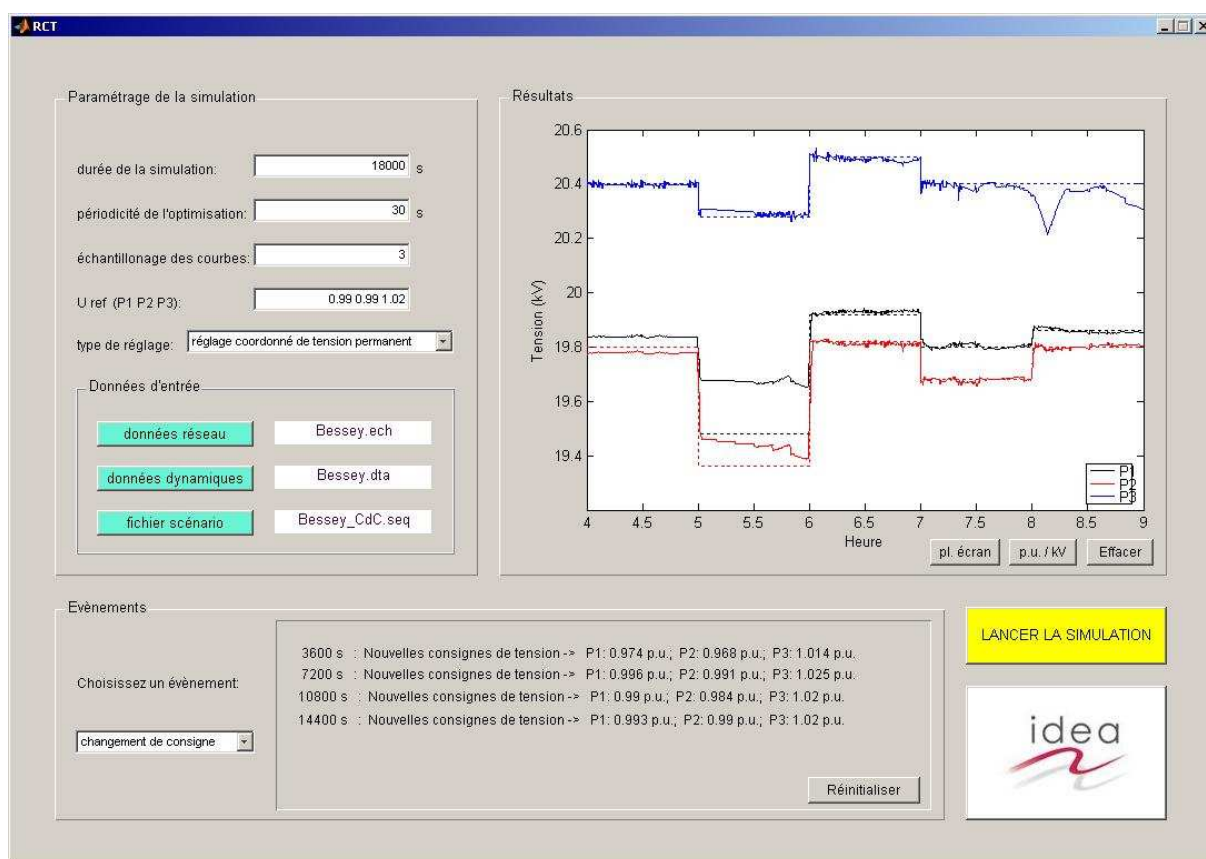


Figure III.7 : Interface graphique réalisée sous Matlab

La modélisation et la simulation dynamique du système électrique et de ses composants fait ici l'objet de l'utilisation du logiciel dédié **EUROSTAG**[®] créé par EDF et TRACTEBEL [EUR-04]. Ce logiciel permet également de modéliser des agents d'exécution :

- le contrôle – commande local des GED peut être modélisé à l'aide de macroblocs de commande couplés à chaque générateur (éditeur de modèles);
- les instruments de mesure peuvent également être simulés par l'éditeur de tableaux qui permet d'afficher la valeur d'une quelconque grandeur à tout instant.

Les agents mis en œuvre avec Matlab[®] et Eurostag[®] sont représentés dans la figure III.8 ci-dessous.

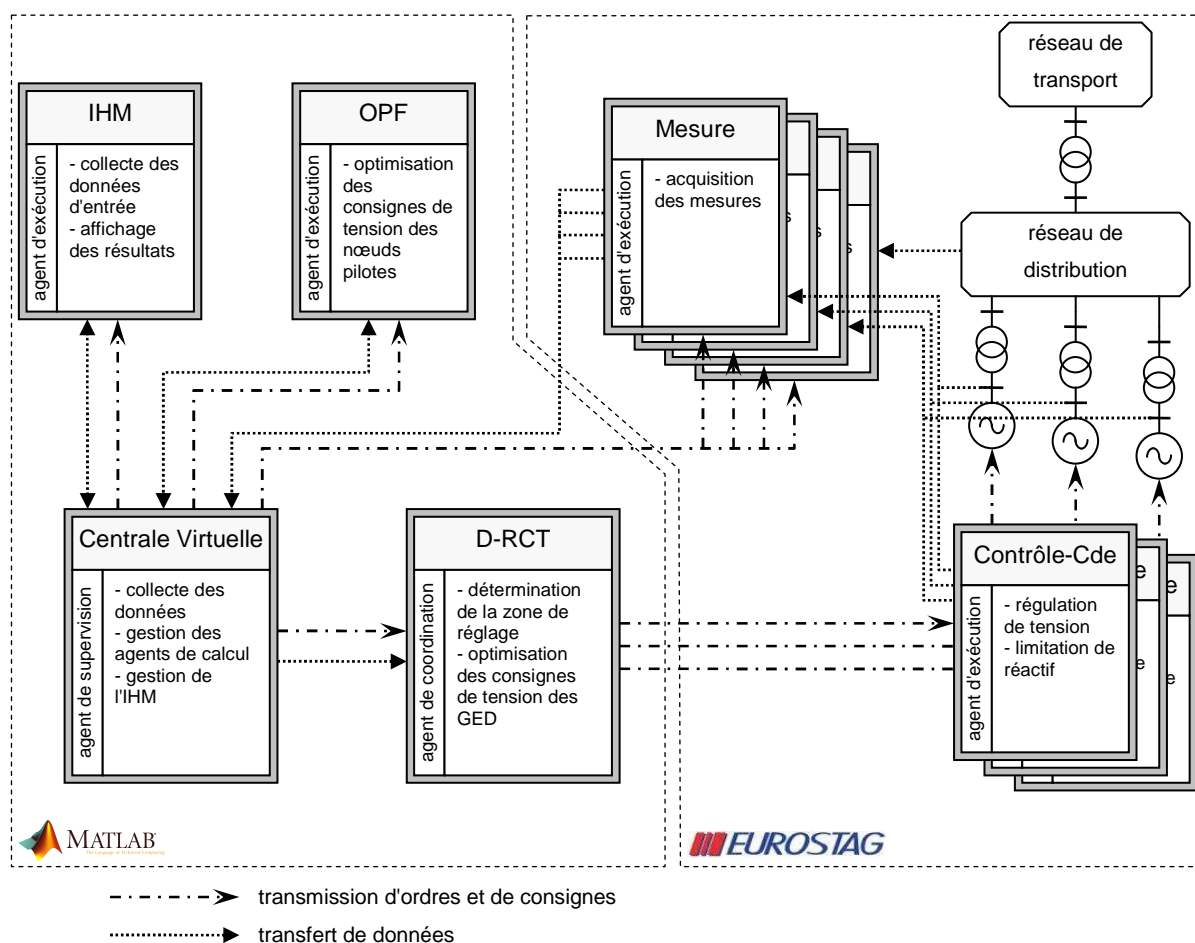


Figure III.8 : Synoptique des agent développés sous Matlab[®] et Eurostag[®] pour la simulation

Enfin, l'utilisation conjointe de deux logiciels ne peut se faire qu'avec des moyens de communication adaptés. Le support de communication utilisé dans notre cas est imposé par la structure d'Eurostag[®]. En effet, les données d'entrée sont stockées dans des fichiers ASCII; de même que les sorties (mesures utilisées par Matlab[®] et le contenu des courbes à afficher). La technique d'utilisation conjointe de Matlab[®] et d'Eurostag[®] est détaillée en annexe.

VI. ILLUSTRATION SUR UN CAS D'ETUDE

VI.1. Cas d'étude

VI.1.1 Le réseau de distribution et la charge

a. Description du réseau de distribution

Le réseau de distribution qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui comporte 189 nœuds, 103 charges et un poste source. La topologie du réseau simplifié est présentée en figure III.9, le détail des lignes est fourni en annexe. Le poste source est connecté via un tronçon de réseau de répartition à un nœud du réseau de transport standard IEEE-New-England 39 nœuds qui alimente les charges HTA lorsque aucune GED n'est connectée, ou qui assure le complément de fourniture d'énergie active et réactive.

Le réseau est divisé en cinq zones qui correspondent à cinq départs du poste source, et comporte des charges impédantes et actives (moteurs asynchrones). La tension nominale de ce réseau est 20 kV. Le poste source est connecté au réseau de répartition par l'intermédiaire d'un transformateur 63/20 kV de puissance apparente 36 MVA équipé d'un régulateur en charge.

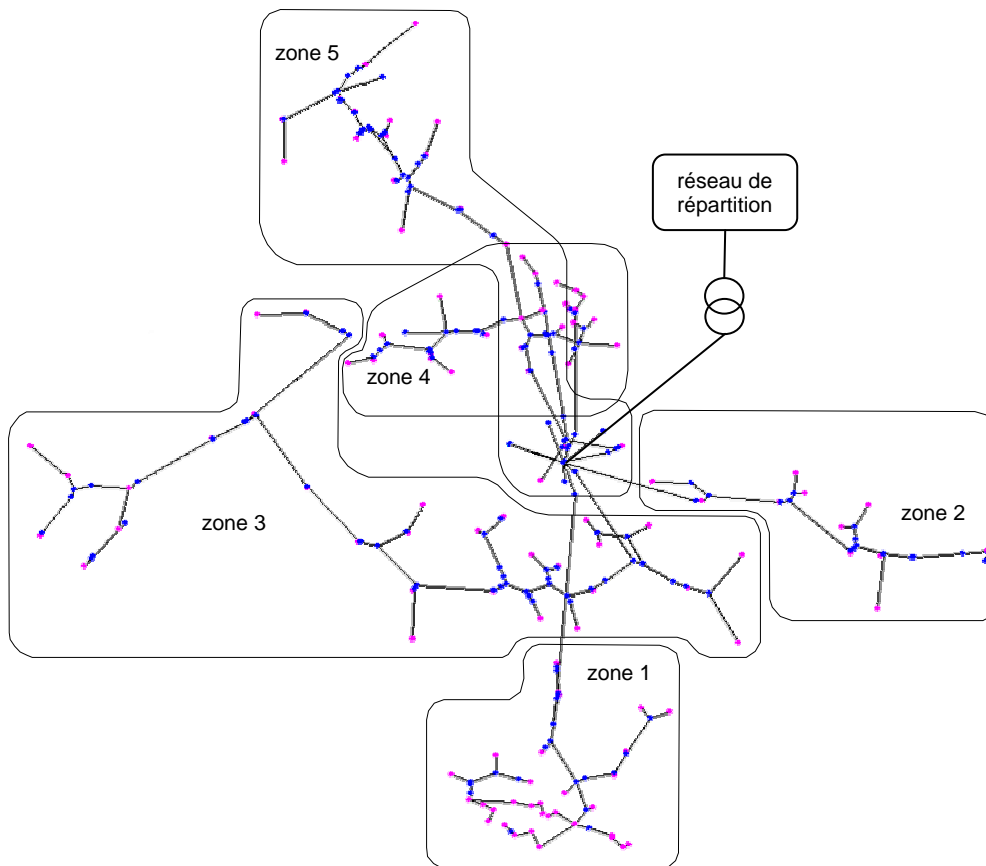


Figure III.9 : Topologie du réseau test

b. Description de la charge

Les 102 charges connectées au réseau test représentent une charge moyenne de 21.3 MW et 10.2 MVAR. L'ensemble de ces charges est réparti sur les cinq départs et est divisé en trois catégories de consommateurs types :

- **Type résidentiel** : 43 % de la charge totale;
- **Type industriel** : 27 % de la charge totale;
- **Type tertiaire** : 30 % de la charge totale.

Des courbes d'évolution de charges typiques de chacune de ces catégories de consommateurs sont présentées en figure III.10, il s'agit d'un extrait de courbes réelles pour la semaine du 30 avril au 06 mai 2001 fournies par EDF.

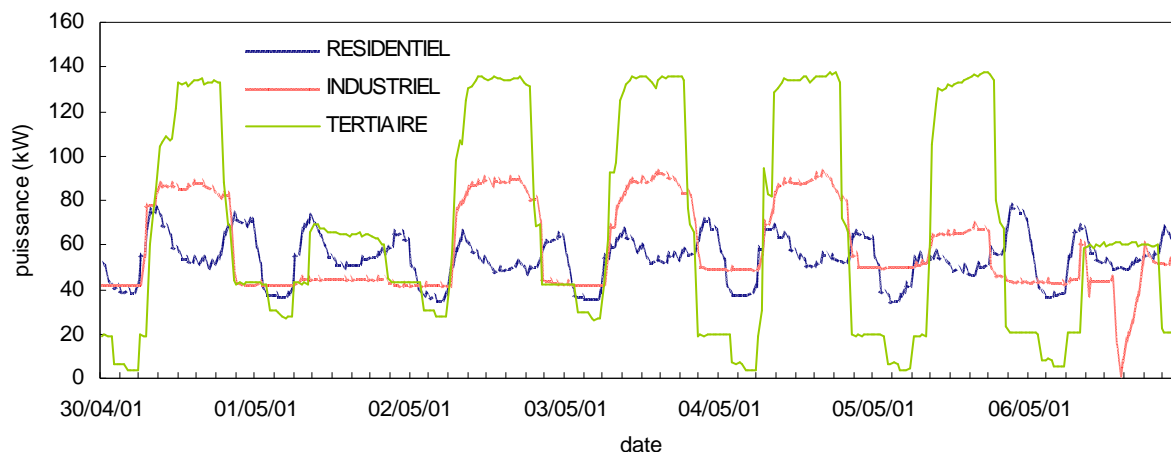


Figure III.10 : Courbes de charge

VI.1.2 Les moyens de production

Un certain nombre de GED a été ajouté au réseau initial afin de fournir les éléments de base de la centrale virtuelle. Ces productions décentralisées sont de plusieurs types et leurs emplacements sont précisés sur la figure III.11.

a. Ferme éolienne

Il s'agit d'une ferme mixte d'une puissance installée totale de 5 MW. Elle est composée pour partie de machines synchrones connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance, pour une puissance installée de 3 MW. Un réglage de la tension aux bornes du convertisseur est réalisé par un contrôle intégré de la puissance réactive délivrée.

Il y a également des machines asynchrones directement reliées au réseau par un transformateur élévateur, pour une puissance installée de 2 MW. Aucun contrôle de tension n'est effectué sur ces machines qui ne peuvent fournir d'énergie réactive (elles en absorbent beaucoup pour magnétiser leur circuit magnétique).

Le détail de la modélisation des génératrices éoliennes, ainsi que de leur contrôle est fourni en annexe.

b. Piles à combustible

La centrale agrégée étudiée utilise deux groupes de piles à combustible (PAC) de puissances respectives 3.75 MW et 1 MW. Elles sont connectées au réseau de distribution par une interface d'électronique de puissance. La puissance active ainsi que la tension de sortie des PAC sont contrôlées par le convertisseur.

Le détail de la modélisation des piles à combustible, ainsi que de leur contrôle est fourni en annexe.

c. Microcentrales hydrauliques

Les centrales hydroélectriques sont modélisées par des génératrices synchrones de puissance respective 0.9 MW et 2.85 MW entraînées par des turbines Pelton. La puissance électrique est régulée par action sur l'ouverture de la vanne, celle-ci étant commandée par un correcteur proportionnel agissant sur sa vitesse d'ouverture. La tension de sortie des alternateurs est contrôlée par un régulateur de type AVR (*Automatic Voltage Regulator*).

Le détail de la modélisation des microcentrales hydrauliques, ainsi que de leur contrôle est fourni en annexe.

VI.1.3 Bilan

Un bilan des charges et productions présentes sur le réseau test est présenté dans le tableau III.3 et dans la figure III.11. Le bilan de production des GED est plus faible que les puissances installées indiquées précédemment afin de maintenir des réserves disponibles.

Zone n°	1	2	3	4	5
Charge moyenne	3,75 MW	2,3 MW	6,47 MW	3,7 MW	4,95 MW
Production (GED)	Hydro1 : 0,68 MW	PAC : 2,25 MW	Eol : 5 MW PAC2 : 0,5 MW	Hydro2 : 1,85 MW	-
Type de zone	Zones pavillonnaires, immeubles		Zone industrielle	Usines	Centre ville
Répartition des charges par type	résidentiel 100%	résidentiel 100%	tertiaire 60% industriel 30% résidentiel 10%	industriel 100%	tertiaire 50 % résidentiel 50%

Tableau III.3 : Répartition des charges et productions

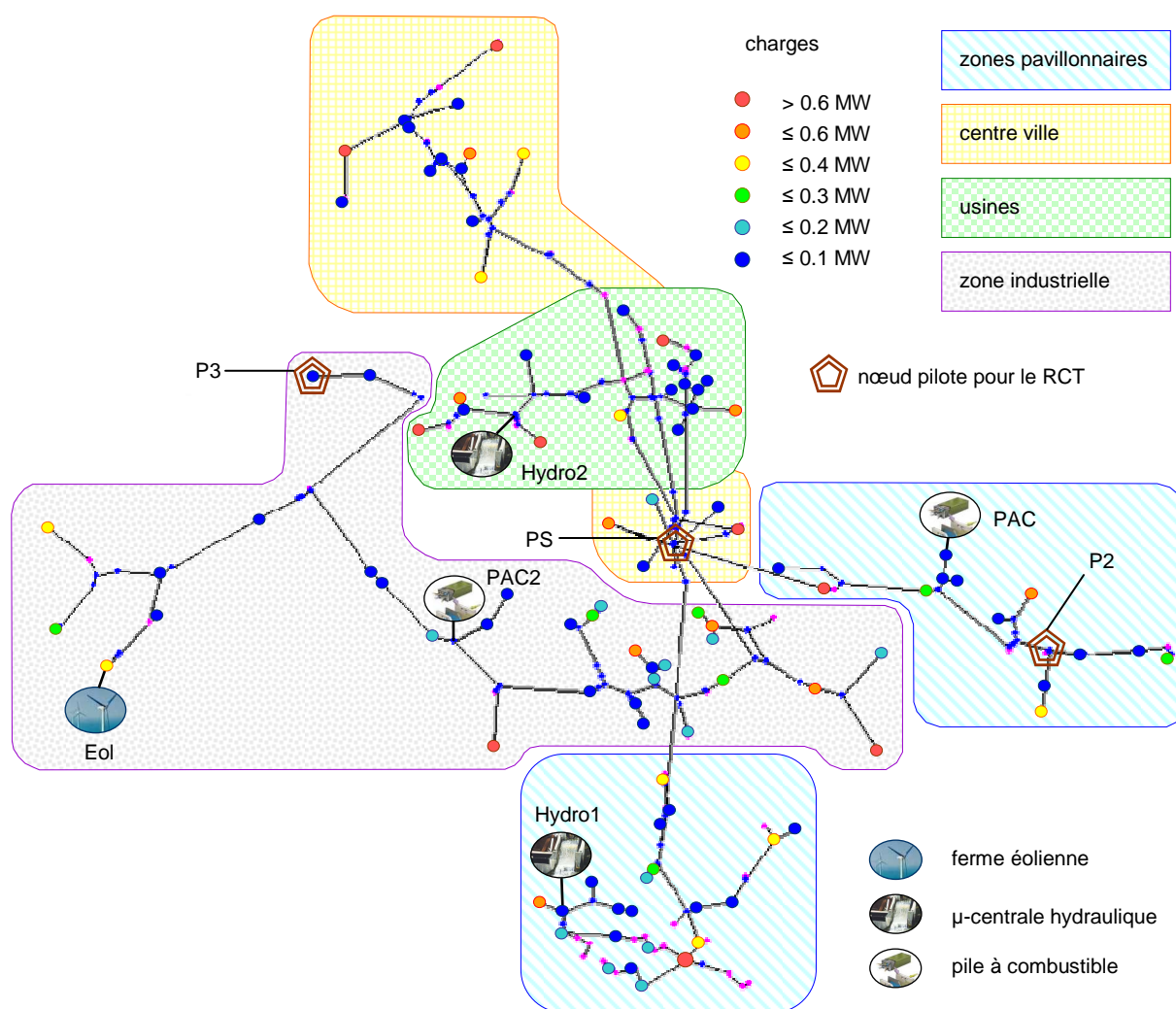


Figure III.11 : Répartition des charges et productions sur le réseau test

VI.2. Illustration du D-RCT sur le réseau test

Nous présentons ici quelques résultats de simulation afin d'illustrer l'efficacité du D-RCT dans un réseau de distribution avec un taux de pénétration de l'ordre de 50 % de la puissance consommée, et une charge constante. Les nœuds pilotes ont dans un premier temps été choisis arbitrairement pour les essais présentés ci-dessous, le placement optimal de ces nœuds est développé dans le chapitre suivant.

Une analyse plus complète de ces résultats, tenant compte du placement optimal des nœuds pilotes, est proposée dans le chapitre V de cette thèse.

Dans un premier temps et pour évaluer la capacité du réglage coordonné à suivre les consignes de tension des nœuds pilotes avec précision, nous avons testé la réponse du D-RCT à un échelon multiple de consignes de tension (l'amplitude de l'échelon est différent pour chaque nœud pilote) avec pour seul objectif la minimisation de l'écart de tension aux nœuds pilotes, ce qui signifie que les coefficients Λ_{Q_G} et Λ_{V_G} dans l'équation III.20 sont nuls. La figure III.12 montre que les tensions aux trois nœuds pilotes (traits continus) suivent les trois consignes (pointillés) sans erreur statique tant qu'aucune limitation n'est active.

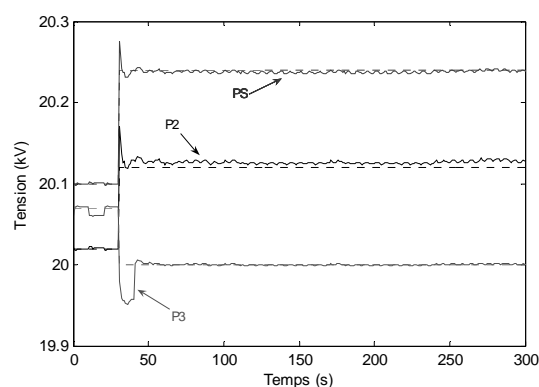


Figure III.12 : Réponse du D-RCT mono – objectif à un échelon de consignes

En prenant en compte la fonction objectif complète, nous avons la possibilité de suivre des stratégies plus variées, mais cette marge de manœuvre a pour conséquence une précision dégradée du suivi des consignes de tension des nœuds pilotes (voir paragraphe III.3.3 du chapitre II). La figure III.13 montre la réponse du D-RCT complet à un

échelon multiple de consignes de tension et à une variation de charge réactive de 100 % sur toutes les charges connectées au réseau de distribution. Les pondérations des objectifs pour cet essai ont été fixées aux valeurs suivantes : $[\Delta V_P = 0.75 ; \Delta Q_G = 0.1 ; \Delta V_G = 0.15]$.

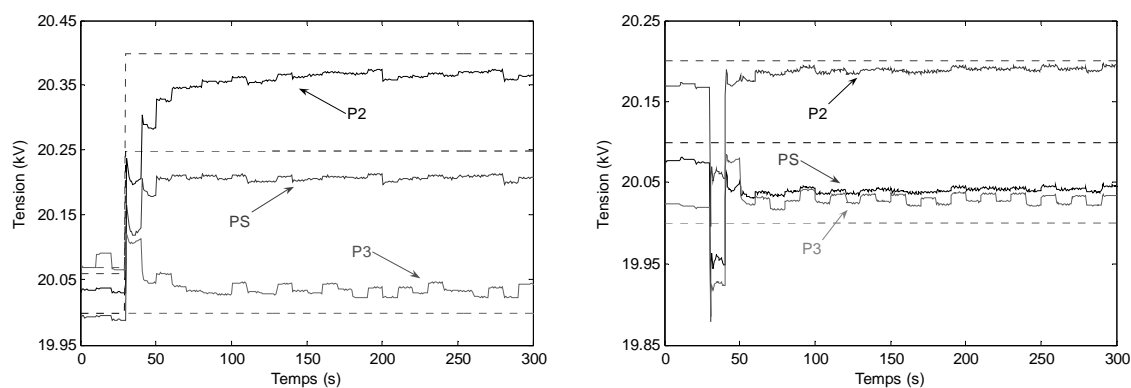


Figure III.13 : Réponse du D-RCT à un échelon de consigne et à une variation de charge

VII. CONCLUSION

La gestion mutualisée des GED qui permet d'en faire un acteur économique réel dans les réseaux apparaît également comme une solution intéressante pour faire passer les GED du statut de simples charges négatives à celui d'éléments actifs du système électrique.

En effet, un réglage coordonné de la tension a été développé pour les réseaux de distribution, à partir d'un concept existant au niveau du transport, avec les caractéristiques suivantes :

- fonction d'optimisation multi – objectif;
- adaptation automatique des objectifs;
- réduction des pertes par OPF;

- architecture à base d'agents intelligents.

Grâce au D-RCT mis en oeuvre, les GED peuvent ainsi participer, avec une optimisation de leur consigne de tension, au réglage de la tension en aval du poste source, ainsi qu'à la compensation locale de l'énergie réactive.

Le système D-RCT répond de manière très satisfaisante à des perturbations de type échelon, mais doit être validé de façon plus complète. C'est pourquoi nous avons également défini un cas d'étude le plus réaliste possible avec un modèle de charge réel qui nous permettra de valider le fonctionnement du D-RCT au chapitre V après avoir déterminé dans le chapitre IV les nœuds pilotes optimaux pour ce réglage.

CHAPITRE IV :
PLACEMENT OPTIMAL DES NOEUDS PILOTES
POUR LE REGLAGE COORDONNE DE TENSION

CHAPITRE IV :

PLACEMENT OPTIMAL DES NŒUDS PILOTES POUR LE REGLAGE COORDONNE DE TENSION

I. INTRODUCTION

Nous avons montré, dans le précédent chapitre, comment mettre en œuvre le réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution. Afin d'assurer les meilleures performances du D-RCT, il est essentiel, en plus de déterminer les différents coefficients de pondération en fonction des stratégies de régulation développées et de fournir au réglage des consignes adaptées, de choisir de façon optimale les nœuds pilotes utilisés. Le choix du nombre et de l'emplacement de ces nœuds pilotes doit répondre à certains critères que nous allons développer dans ce chapitre.

Nous verrons également comment mettre en application ces critères pour déterminer à la fois le nombre optimal de nœuds pilotes à installer sur un réseau donné et leur localisation optimale. Nous nous intéresserons enfin dans le cadre des réseaux de distribution du futur au placement de nœuds pilotes dans le cas de réseaux configurables.

II. OPTIMISATION DE L'EMPLACEMENT ET DU NOMBRE DES POINTS PILOTES POUR LE D-RCT

II.1. Cas du RST et RSCT dans les réseaux de transport

II.1.1 Le RST

Nous avons vu dans le chapitre II que le réglage secondaire de tension classique en œuvre dans les réseaux de transport a pour but de maintenir égale à sa valeur de référence la tension en un nœud pilote dans chaque zone de réglage supposée indépendante des zones adjacentes. Ce nœud pilote doit être choisi pour être représentatif de la tension de l'ensemble des nœuds de cette zone [RTE-04]. Cela se traduit par le choix du nœud ayant **la plus grande puissance de court-circuit**. En effet, un tel nœud verra sa tension rester quasiment constante après une perturbation sur le réseau.

II.1.2 Le RSCT

Dans le cas du réglage coordonné de tension, plusieurs nœuds pilotes sont nécessaires pour chaque zone de réglage, celles-ci étant plus vastes que dans le cas précédant. Il s'avère dès lors indispensable d'affiner les critères de sélection des nœuds pilotes.

La littérature existante sur ce sujet met en avant deux critères principaux pour une sélection efficace des nœuds pilotes [ILI-88], [CON-94], [CON-96] et [SAN-96], le premier étant lié à la capacité des nœuds pilotes à bien représenter le plan de tension de la zone de réglage; et le second, moins prioritaire, étant lié à la capacité de réponse des générateurs. Ces deux critères sont explicités ci-après sous les termes génériques d'**observabilité** et de **commandabilité**.

a. Observabilité du plan de tension

Afin de concilier efficacité et économie, le nombre de nœuds pilotes doit être très inférieur au nombre de nœuds de charge de la zone considérée. Il est donc indispensable qu'ils soient choisis de sorte que l'information les concernant soit suffisante pour

contrôler la tension sur l'ensemble de la zone de réglage. Il faut donc choisir les nœuds pilotes de telle sorte qu'en régime permanent, les tensions de l'ensemble des nœuds soient les moins sensibles aux variations de charge.

Autrement dit, le choix des nœuds pilotes doit minimiser, pour une perturbation de consommation de réactif donnée, la déviation de la tension sur l'ensemble des nœuds du réseau. Le critère d'observabilité sera rempli en minimisant la fonction objectif suivante :

$$J_{\text{OBS}}(\alpha P) = \sum_{i \in \alpha Z} \lambda_i \Delta V_i^2 \quad (\text{IV.1})$$

où αZ est l'ensemble des indices des nœuds de la zone de réglage.

Les termes λ_i sont des coefficients de pondération permettant de donner plus de poids à des nœuds dont l'observabilité est plus essentielle que pour les autres nœuds.

b. Commandabilité de la tension des nœuds pilotes

D'autre part, il est important que les nœuds choisis pour être des nœuds pilotes puissent être contrôlés par les actionneurs du RCT, c'est-à-dire par les alternateurs. Pour ce faire, il faut que le maintien de la tension des nœuds pilotes soit peu coûteux en termes de mobilisation des réserves de puissance réactive des groupes.

Autrement dit, le choix des nœuds pilotes doit minimiser, pour une perturbation de consommation de réactif donnée, la participation nécessaire de chaque alternateur. Le critère de commandabilité sera rempli en minimisant la fonction objectif suivante :

$$J_{\text{COM}}(\alpha P) = \sum_{i \in \alpha G} \Delta Q_i^2 \quad (\text{IV.2})$$

c. Nombre optimal de nœuds pilotes

La quantité optimale de nœuds pilotes à utiliser pour le D-RCT résulte d'un compromis entre le coût et le gain d'un nœud pilote supplémentaire. C'est-à-dire entre l'investissement nécessaire à l'installation d'un point de mesure supplémentaire dans le réseau et du système de communication à mettre en œuvre pour le rendre effectif d'une

part, et l'amélioration de la fonction objectif d'autre part. En effet, on verra plus loin que les premiers nœuds pilotes choisis apportent une diminution non négligeable de la valeur de la fonction objectif, alors que les suivants n'apportent qu'une amélioration réduite de celle-ci. Le coût associé à chaque nœud pilote reste, pour sa part, quasiment constant.

Il devient donc inutile et trop coûteux, passé un certain seuil, de chercher à ajouter de nouveaux nœuds pilotes. La définition de ce seuil dépendra donc de la qualité du réglage que l'opérateur souhaitera mettre en place et de ce qu'il est prêt à payer pour cela.

Face à la multiplicité des définitions possibles de ce seuil qui ne sont limitées que par l'imagination, nous avons choisi de nous tenir à un critère simple. Celui-ci consiste à considérer que si le gain (amélioration de la valeur de la fonction objectif) apporté par le nœud pilote $i+1$ par rapport au nœud pilote i est inférieur au gain apporté par le nœud pilote i par rapport au nœud pilote $i-1$, alors il ne justifie pas l'ajout du nœud pilote $i+1$.

II.2. Cas du RCT dans les réseaux de distribution

Certaines différences structurelles entre les réseaux de distribution et de transport sont à intégrer pour choisir convenablement les nœuds pilotes. En particulier, le poste source est vu par le réseau de distribution comme un générateur de puissance active et réactive, mais ce "générateur" n'est pas commandable par le RCT. Il doit donc être considéré comme une simple charge négative pour le choix des nœuds pilotes. Nous verrons dans le prochain paragraphe comment tenir compte du statut particulier du poste source.

D'autre part, il est important de rappeler ici que les réseaux de distribution ont une structure radiale ne favorisant pas l'optimisation des nœuds pilotes. En effet, comme nous le verrons plus loin, celle-ci repose sur l'inversion de matrices de sensibilité, elles-mêmes issues de la matrice d'admittance du réseau (voir chapitre III). Or, cette dernière est particulièrement creuse pour un réseau radial, rendant délicate l'inversion des matrices. Nous choisirons donc dans le prochain paragraphe un algorithme performant d'inversion de matrices creuses.

III. DEFINITION DE LA FONCTION OBJECTIF POUR L'OPTIMISATION

III.1. Loi de contrôle de tension des nœuds pilotes

Afin d'écrire la fonction objectif de notre problème d'optimisation, reformulons la loi de contrôle du D-RCT pour obtenir la variation ΔV_G de consigne de tension des GED nécessaire au maintien de la tension des nœuds pilotes suite à une perturbation de réactif ΔQ_C .

Rappelons-nous pour cela de l'équation établie au chapitre précédent définissant le modèle découplé de réseau utilisé pour le D-RCT (équation III.11), nous écrirons ici cette équation en distinguant le poste source des autres nœuds de charge afin de prendre en compte le statut particulier de ce point :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_G}{V_G} \\ \frac{\Delta Q_S}{V_S} \\ \frac{\Delta Q_C}{V_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{GG} & A_{GS} & A_{GC} \\ A_{SG} & A_{SS} & A_{SC} \\ A_{CG} & A_{CS} & A_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_S \\ \Delta V_C \end{bmatrix} \quad (\text{IV.3})$$

avec G : indice de nœud générateur;

S : indice du poste source;

et C : indice de nœud de charge.

En notant $\tilde{A}_{CG} = [A_{CG} \quad A_{CS}]$ et $\Delta\tilde{V}_G = \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_S \end{bmatrix}$, on peut exprimer, à partir de

l'équation IV.3, la variation de tension aux nœuds de charge en fonction de la variation de puissance réactive consommée aux nœuds de charge et de la variation de tension aux bornes des GED de la manière suivante :

$$\Delta V_c = A_{cc}^{-1} \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} - A_{cc}^{-1} \cdot \tilde{A}_{cg} \cdot \Delta \tilde{V}_g = A \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} + B \cdot \Delta \tilde{V}_g \quad (IV.4)$$

où $\Delta \tilde{V}_g$ est le vecteur de contrôle, bien que le terme ΔV_s ne serve pas effectivement dans le D-RCT; et ΔQ_c est le vecteur de perturbation.

D'autre part, on peut écrire l'équation d'observation des nœuds pilotes suivante :

$$\Delta V_p = P \cdot \begin{bmatrix} \Delta \tilde{V}_g \\ \Delta V_c \end{bmatrix} \quad (IV.5)$$

où P est une matrice de dimension $n_p \times n$ (n_p étant le nombre de nœuds pilotes, et n le nombre total de nœuds) telle que $p_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si le nœud } j \text{ est le } i^{\text{ème}} \text{ nœud pilote} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$.

Si la tension est parfaitement tenue aux nœuds pilotes pour toute perturbation de réactif, on peut écrire à partir des équations IV.4 et IV.5 la relation suivante :

$$\Delta V_p = P \cdot \begin{bmatrix} \Delta \tilde{V}_g \\ A \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} + B \cdot \Delta \tilde{V}_g \end{bmatrix} = 0 \quad (IV.6)$$

soit :

$$\Delta V_p = P \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ A \end{bmatrix} \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} + \begin{bmatrix} I \\ B \end{bmatrix} \cdot \Delta \tilde{V}_g = P \cdot A_1 \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} + B_1 \cdot \Delta \tilde{V}_g = 0 \quad (IV.7)$$

De la seconde partie de l'équation IV.7, on peut tirer la loi de contrôle théorique suivante pour le réglage coordonné de tension :

$$\Delta \tilde{V}_g = -C_1 \cdot P \cdot A_1 \cdot \frac{\Delta Q_c}{V_c} \quad (IV.8)$$

avec :

$$\left[(\mathbf{P} \cdot \mathbf{B}_1)^T \cdot (\mathbf{P} \cdot \mathbf{B}_1) \right] \cdot \mathbf{C}_1 = (\mathbf{P} \cdot \mathbf{B}_1)^T \quad (\text{IV.9})$$

Notons que la matrice $\left[(\mathbf{P} \cdot \mathbf{B}_1)^T \cdot (\mathbf{P} \cdot \mathbf{B}_1) \right]$ est, par construction, de dimension $(n_G+1) \cdot (n_G+1)$, où n_G est le nombre de nœuds générateurs, et de rang inférieur ou égal à n_P , et n'est donc pas inversible. Il faut donc, pour calculer \mathbf{C}_1 , résoudre l'équation IV.9 par une méthode itérative. On utilisera dans la suite la méthode du gradient conjugué pré-conditionné [LAS-87], dont l'algorithme est décrit en annexe, et qui donne ici de très bons résultats.

III.2. Fonction objectif

III.2.1 Objectif d'observabilité

Nous pouvons maintenant réécrire la fonction objectif d'observabilité en remplaçant le terme ΔV_C par l'expression IV.4 :

$$J_{\text{OBS}}(\mathbf{P}) = \Delta V^T \cdot \Lambda \cdot \Delta V = \begin{bmatrix} \Delta \tilde{V}_G \\ \mathbf{A} \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + \mathbf{B} \cdot \Delta \tilde{V}_G \end{bmatrix}^T \cdot \Lambda \cdot \begin{bmatrix} \Delta \tilde{V}_G \\ \mathbf{A} \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + \mathbf{B} \cdot \Delta \tilde{V}_G \end{bmatrix} \quad (\text{IV.10})$$

La loi de commande IV.8 permet de rendre cette expression indépendante du terme $\Delta \tilde{V}_G$:

$$J_{\text{OBS}}(\mathbf{P}) = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_C}{V_C} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} -\mathbf{C}_1 \cdot \mathbf{P} \cdot \mathbf{A}_1 \\ \mathbf{A} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{C}_1 \cdot \mathbf{P} \cdot \mathbf{A}_1 \end{bmatrix}^T \cdot \Lambda \cdot \begin{bmatrix} -\mathbf{C}_1 \cdot \mathbf{P} \cdot \mathbf{A}_1 \\ \mathbf{A} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{C}_1 \cdot \mathbf{P} \cdot \mathbf{A}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_C}{V_C} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.11})$$

III.2.2 Objectif de commandabilité

Afin d'exprimer la fonction objectif de commandabilité en fonction de la perturbation de réactif ΔQ_C , écrivons à partir de l'équation IV.3 la variation de réactif produit par les GED en fonction de la variation de puissance réactive consommée aux nœuds de charge et de la variation de tension aux bornes des GED :

$$\Delta Q_G = D_G \cdot [\tilde{A}_{GG} \cdot \Delta \tilde{V}_G + A_{GC} \cdot \Delta V_C] \quad (IV.12)$$

Soit, en remplaçant le terme ΔV_C par l'expression IV.4 :

$$\Delta Q_G = D_G \cdot \left[A_{GC} \cdot A \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + (\tilde{A}_{GG} + A_{GC} \cdot B) \cdot \Delta \tilde{V}_G \right] = D_G \cdot \left[E \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + F \cdot \Delta \tilde{V}_G \right] \quad (IV.13)$$

Nous pouvons alors réécrire la fonction objectif de commandabilité comme suit :

$$J_{COM}(P) = \Delta Q_G^T \cdot \Delta Q_G = \left[E \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + F \cdot \Delta \tilde{V}_G \right]^T \cdot D_G^2 \cdot \left[E \cdot \frac{\Delta Q_C}{V_C} + F \cdot \Delta \tilde{V}_G \right] \quad (IV.14)$$

La loi de commande IV.8 permet de rendre cette expression indépendante du terme $\Delta \tilde{V}_G$:

$$J_{COM}(P) = \left[\frac{\Delta Q_C}{V_C} \right]^T \cdot [E - F \cdot C_1 \cdot P \cdot A_1]^T \cdot D_G^2 \cdot [E - F \cdot C_1 \cdot P \cdot A_1] \cdot \left[\frac{\Delta Q_C}{V_C} \right] \quad (IV.15)$$

III.2.3 Fonction objectif

Après avoir défini en détail les objectifs de commandabilité et d'observabilité à minimiser pour optimiser les nœuds pilotes, nous allons construire la fonction objectif globale qui sera utilisée par l'algorithme d'optimisation décrit dans le paragraphe suivant.

En effet, quelque soit la méthode d'optimisation utilisée, une fonction mono – objectif est plus facile à minimiser qu'une fonction multi – objectif, nous proposons donc une fonction objectif intégrant les deux objectifs définis avec une pondération. Celle-ci s'écrit de la manière suivante :

$$J(P) = \left(F_{OBS}(P)^{K_{OBS}} \cdot F_{COM}(P)^{K_{COM}} \right)^{\frac{1}{K_{OBS} + K_{COM}}} \quad (IV.16)$$

où K_{OBS} et K_{COM} sont respectivement les coefficients de pondération des objectifs observabilité et commandabilité.

IV. ALGORITHME DEVELOPPE

IV.1. Description générale de la procédure de recherche de nœuds pilotes optimaux

Une démarche proposée dans [CON-96] consiste en une méthode en quatre étapes qui permet de déterminer à la fois le nombre et l'emplacement des nœuds à partir des critères présentés ci-dessus. Cette méthode à l'avantage de partir de la seule connaissance du réseau (avec la charge et la production), et de ne pas nécessiter de sélection initiale en point de départ. Nous décrivons dans ce paragraphe les quatre étapes de recherche de nœuds pilotes.

IV.1.1 Première étape : définition de scénarii

On a pu constater dans la construction de la fonction objectif que celle-ci dépend de matrices de sensibilité (A, B, E, F). La minimisation de la fonction objectif dépend donc fortement de la configuration et de l'état actuel du réseau (plan de tension et état de charge). Elle dépend également de la perturbation de charge réactive appliquée initialement.

Pour tenir compte de cette variabilité du réseau, il sera nécessaire de définir un ensemble de scénarii à partir de différents états de charges et différentes perturbations de réactif :

- les différents états de charge du réseau seront obtenus à partir de load-flows réalisés dans des cas où le réseau est sous – chargé , en charge normale, et surchargé;
- la perturbation de puissance réactive peut être soit uniformément répartie, soit déséquilibrée entre les différents départs ou entre les types de charge (résidentiel, industriel, ou tertiaire).

IV.1.2 Seconde étape : recherche de jeux de nœuds pilotes

Pour chaque scénario défini dans la première étape, un ensemble de nœuds pilotes optimaux peut être déterminé en minimisant la fonction objectif IV.16. Cette recherche s'effectue en deux temps :

- **Accumulation** : recherche par un algorithme d'accumulation de type "essai/erreur" des meilleurs nœuds pilotes jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit vérifié. Cette phase permet de déterminer un jeu initial de nœuds pilotes pour la phase suivante.
- **Recherche globale** : à partir du jeu initial trouvé, recherche des nœuds qui minimisent la fonction objectif par un algorithme de recherche globale de type "essai/erreur".

Ces deux phases de recherche utilisent des algorithmes déterministes qui ne garantissent pas de trouver l'optimum global. Nous verrons cependant qu'ils permettent de trouver un jeu de nœuds pilotes quasi – optimal avec un temps de calcul très réduit. Ces deux algorithmes sont décrits en détail plus loin.

IV.1.3 Troisième étape : calcul des indices de satisfaction

Pour déterminer parmi les jeux de nœuds pilotes ainsi obtenus celui qui sera retenu, on évaluera pour chacun d'eux la fonction objectif pour chaque scénario déterminé dans la première étape. On calculera ensuite pour chacun d'eux un indice de satisfaction égal à l'inverse de la moyenne, éventuellement pondérée, des valeurs de la fonction objectif évaluée pour chaque scénario :

$$IS(P_i) = \frac{n_s}{\sum_{j=1}^{n_s} J(P_i, j)} \quad (IV.17)$$

où P_i est le $i^{\text{ème}}$ jeu de nœuds pilotes obtenu et n_s est le nombre de scénarii définis; $J(P_i, j)$ est la valeur de la fonction objectif calculée pour les nœuds pilotes P_i avec le $j^{\text{ème}}$ scénario.

IV.1.4 Quatrième étape : sélection finale

L'ensemble de nœuds pilotes retenu sera celui qui aura obtenu le meilleur indice de satisfaction au terme de la troisième étape.

IV.1.5 Algorithme de la recherche de nœuds pilotes optimaux

La méthode de recherche précédemment décrite est résumée dans le schéma bloc fonctionnel de la figure IV.1.

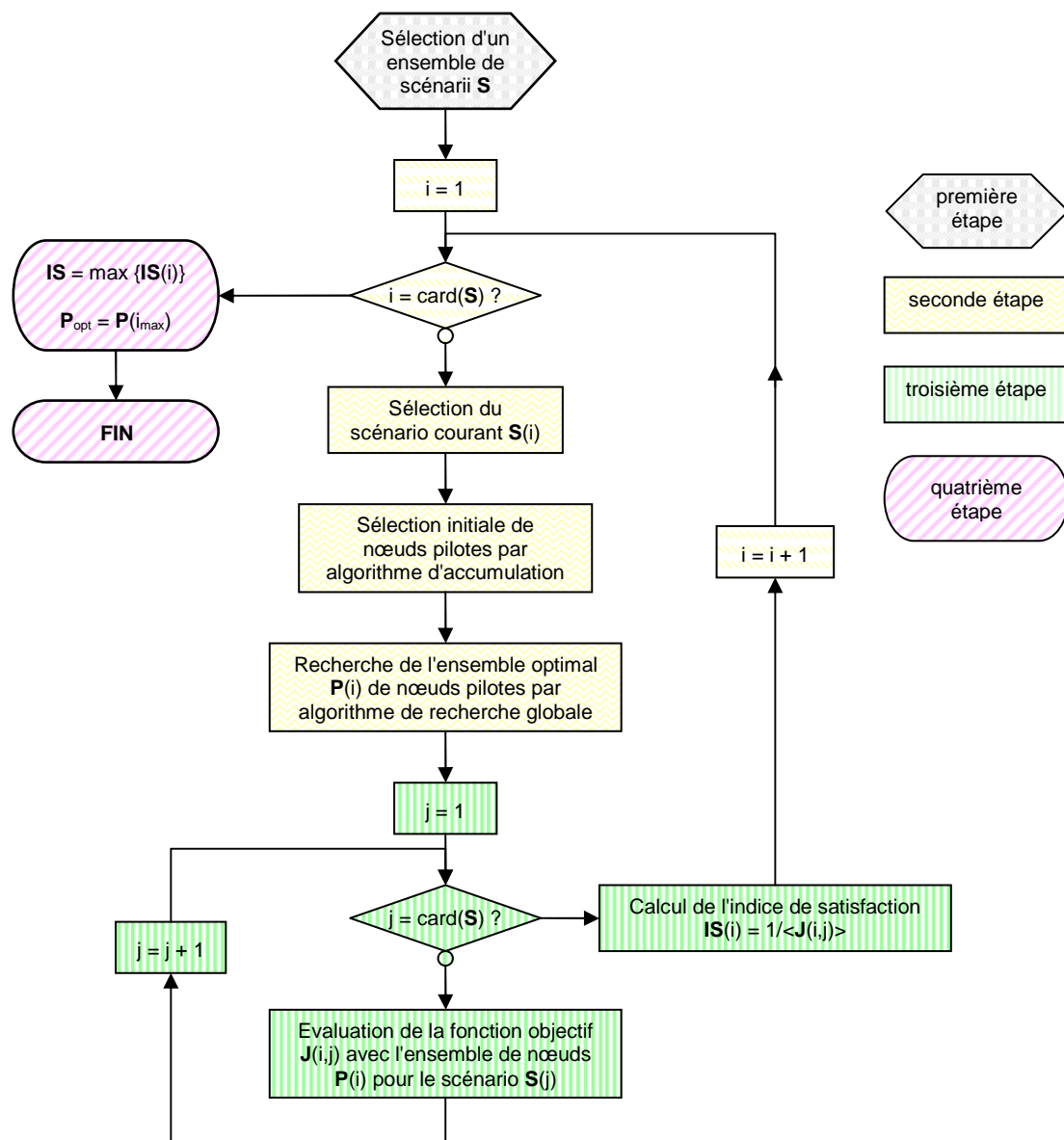


Figure IV.1 : Algorithme de recherche de nœuds pilotes optimaux

IV.2. Algorithme de sélection initiale par accumulation

L'algorithme de sélection initiale par accumulation a pour but de créer un jeu initial de nœuds pilotes pour la recherche globale; ce jeu initial comportant la quantité optimale de nœuds pilotes.

Cet algorithme sélectionne les nœuds pilotes un par un par une méthode d'essai et d'erreur : c'est-à-dire qu'avec un jeu intermédiaire de nœuds pilotes donné, il sélectionnera, s'il existe, le nœud qui améliore le plus la fonction objectif. Une fois ce nœud sélectionné, il reste dans la sélection tout au long de la phase d'accumulation. L'algorithme d'accumulation est résumé dans le schéma bloc de la figure IV.2.

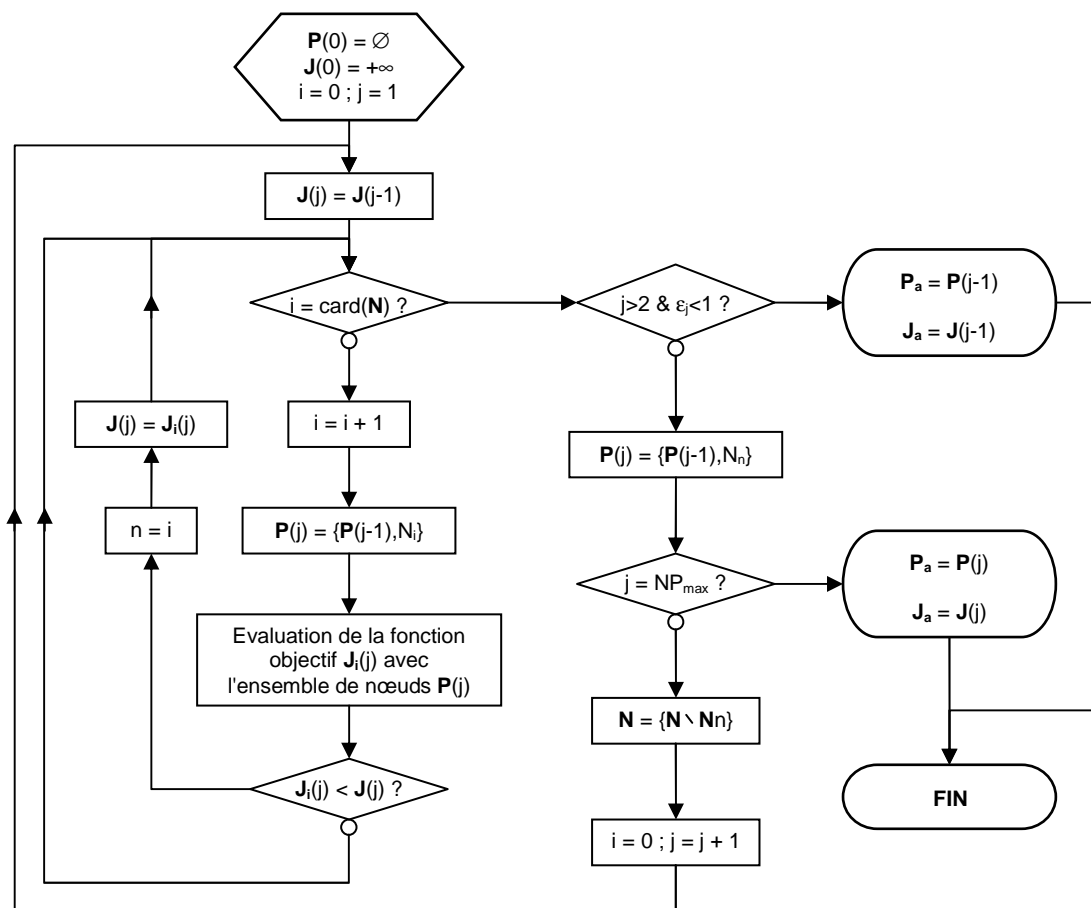


Figure IV.2 : Algorithme de sélection initiale de nœuds pilotes par accumulation

NP_{\max} est le nombre maximal de nœuds pilotes à sélectionner, égal au nombre de nœuds générateurs;

\mathbf{N} est l'ensemble des nœuds candidats;

$\varepsilon_j = \frac{J(j-1) - J(j)}{J(j-2) - J(j-1)}$ défini le critère d'arrêt lié à l'évolution de la fonction objectif après

ajout d'un nœud pilote, c'est le critère défini dans le paragraphe II.1.2.c

Du fait de l'absence de remise en cause du choix des nœuds au fil de la recherche, le jeu de nœuds pilotes obtenu à l'issue du processus initial d'accumulation est sous – optimal. C'est pourquoi un algorithme complémentaire de recherche globale est utilisé dans un second temps.

IV.3. Algorithme de recherche globale

L'algorithme de recherche globale permet d'améliorer la sélection initiale en essayant successivement pour chaque nœud sélectionné de le remplacer par chacun des nœuds non sélectionnés afin de trouver celui qui minimise la fonction objectif. Cette algorithme peut être redémarré plusieurs fois pour garantir un meilleur résultat. En pratique, deux redémarrages sont bien suffisants pour obtenir une sélection quasi – optimale.

Cet algorithme déterministe ne garantit pas l'obtention de l'optimum global puisqu'il n'essaye pas toutes les solutions possibles, mais est tout à fait satisfaisant quand il est utilisé avec le jeu initial fourni par accumulation. L'algorithme de recherche globale est résumé dans le schéma bloc de la figure IV.3.

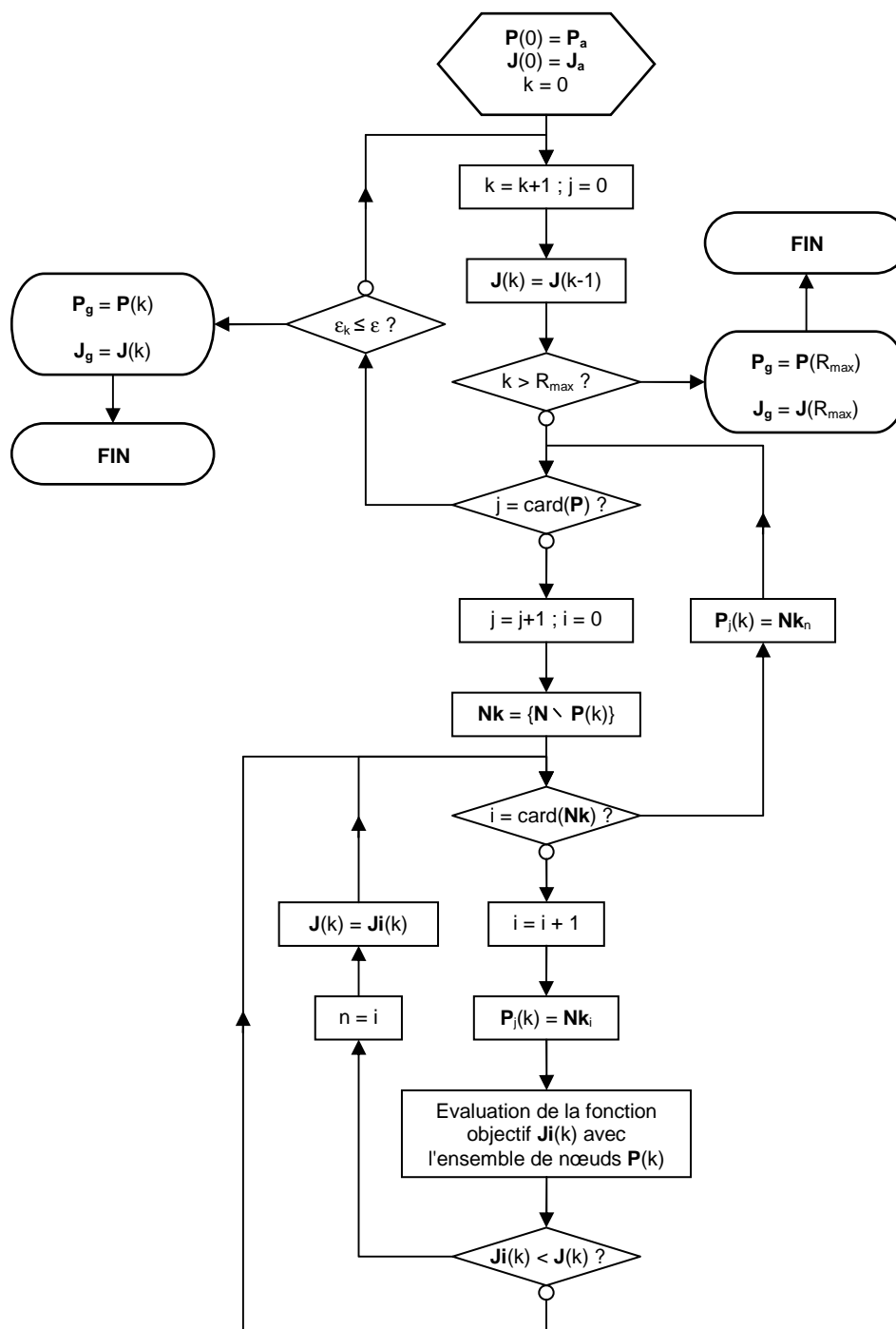


Figure IV.3 : Algorithme d'optimisation des nœuds pilotes par recherche globale

V. MISE EN APPLICATION SUR LE RESEAU TEST

V.1. Quelques résultats

Dans le but de mettre en œuvre le D-RCT sur le réseau test proposé en fin de chapitre III, cherchons les nœuds pilotes optimaux pour notre cas d'étude. Nous avons vu plus haut que ceux-ci dépendent de deux objectifs distincts, il faudra donc pondérer ces objectifs selon les besoins ou la stratégie de l'organisme de gestion mutualisée des GED, qu'il s'agisse de la centrale virtuelle ou du GRD.

V.1.1 Analyse d'un résultat d'optimisation

L'optimisation dont les résultats sont analysés dans ce paragraphe a été réalisée avec les pondérations suivantes : $K_{OBS} = 0.6$ et $K_{COM} = 0.4$, et avec un scénario correspondant à un niveau de charge élevé du réseau et une augmentation de la consommation de puissance réactive de 25% sur tous les nœuds de charges.

a. Evolution de la fonction objectif

La figure IV.4 montre l'évolution de la fonction objectif et de la sélection de nœuds pilotes au cours des itérations.

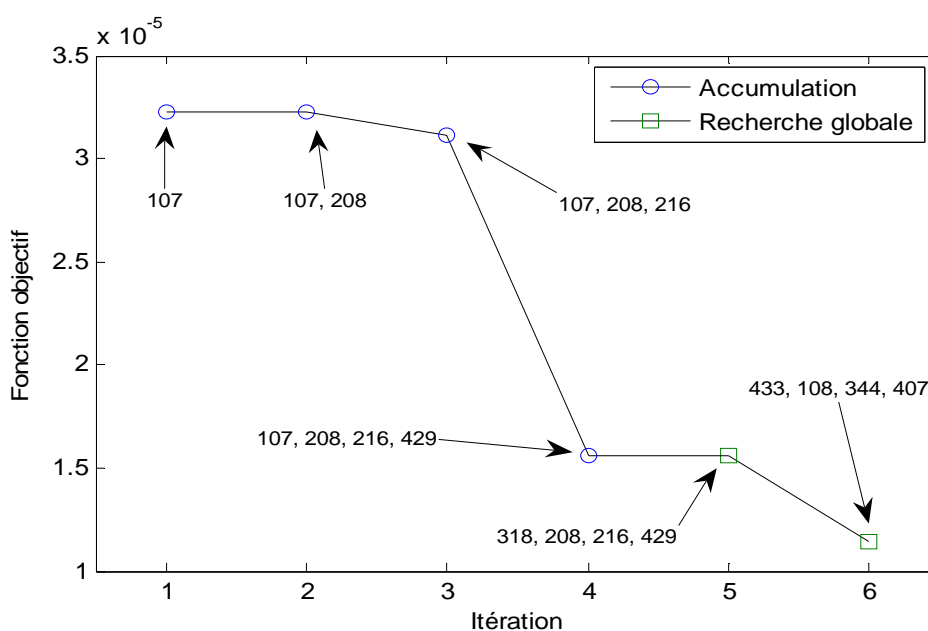


Figure IV.4 : Evolution de la fonction objectif

On peut voir que la recherche par accumulation fourni à elle seule un résultat proche de l'optimum du point de vue de la fonction objectif, puisque celle-ci n'est que peu améliorée par la recherche globale. Cependant, l'intérêt de la phase de recherche globale réside dans le fait qu'elle affine "gratuitement" le résultat de la recherche par accumulation.

b. Comparaison avec la sélection du chapitre III

Le tableau IV.1 permet une comparaison de la perturbation moyenne du plan de tension suite à une perturbation de puissance réactive entre l'ancienne sélection des nœuds pilotes qui correspond à la sélection arbitraire proposée dans le cas d'étude en fin du troisième chapitre et la sélection optimale obtenue précédemment avec une pondération arbitraire des objectifs pour l'exemple.

	Ancienne sélection PS-207-350	Sélection optimale 433-108-344-407
J_{OBS}	4.00E-5	2.19E-5
$\langle \Delta V_1 \rangle$	-7.82 V	1.97 V
J_{COM}	2.72E-5	0.43E-5
$\langle \Delta Q_g \rangle$	198 kVAR	56 kVAR

Tableau IV.1: Comparaison entre la sélection optimale et l'ancienne sélection

Cette comparaison met en évidence l'amélioration de la stabilité du plan de tension ($\langle \Delta V_1 \rangle$ diminue), ainsi que la baisse du coût en puissance réactive pour maintenir cette stabilité ($\langle \Delta Q_g \rangle$ diminue), lorsque l'on optimise le nombre et l'emplacement des nœuds pilotes. En effet, la variation moyenne de la tension aux nœuds de charge est réduite en valeur absolue d'un facteur quatre; et la fourniture supplémentaire de puissance réactive par les GED est également réduite d'un facteur quatre.

V.1.2 Sélection du jeu de nœuds pilotes optimal

Nous présentons dans la figure IV.5 et dans le tableau IV.2 les résultats de l'optimisation réalisée avec différentes pondérations des objectifs. Ceux-ci montrent que le nombre et l'emplacement des nœuds pilotes dépendent bien des pondérations choisies, mais nous pouvons cependant observer une tendance générale. En effet, les nœuds sélectionnés se situent pour la grande majorité sur les départs n° 1 et 4. Cela s'explique d'une part par la présence de GED (actionneurs) sur ces départs, et d'autre part par la "taille" relativement faible de ces mêmes départs (voir les impédances des lignes en annexe).

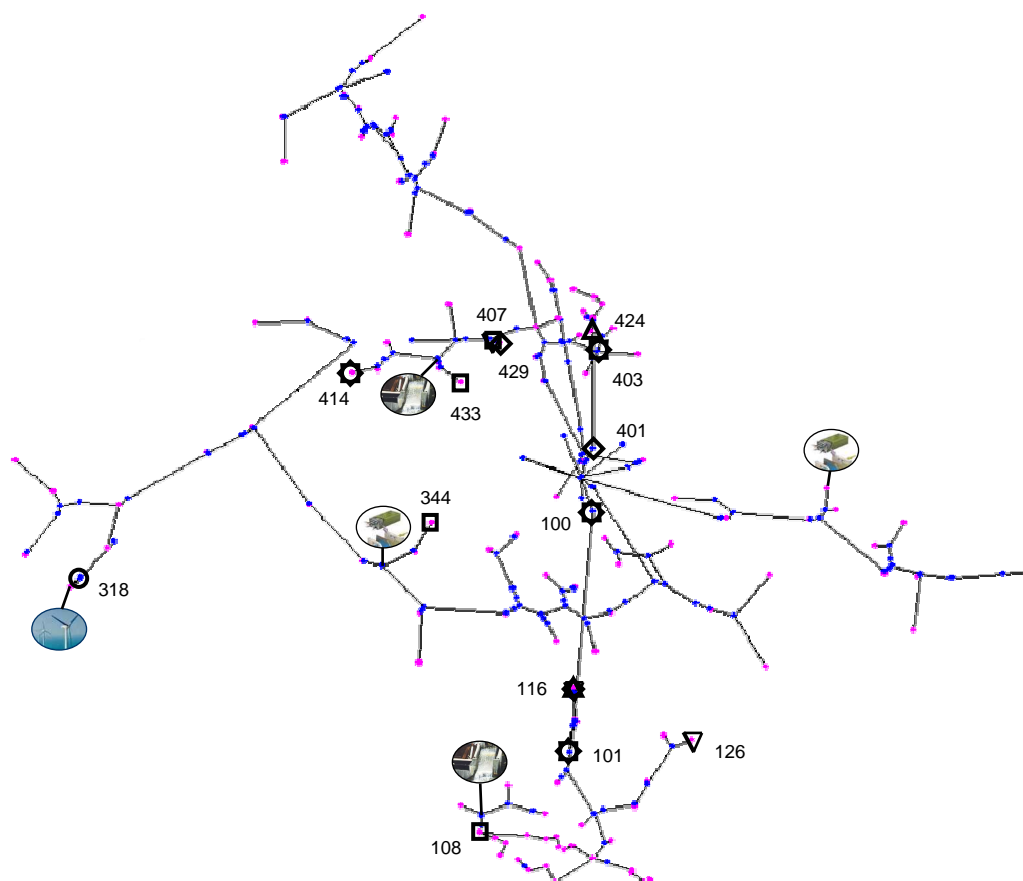


Figure IV.5 : Positions des nœuds pilotes pour différentes pondérations des objectifs

Dans le tableau IV.2, les indices de satisfaction des jeux de nœuds pilotes obtenus pour chaque pondération sont comparés avec l'indice de satisfaction du jeu de nœuds pilotes arbitrairement choisi dans le cas d'étude du chapitre III (PS-207-350). Nous

pouvons constater que l'on a beaucoup à gagner à choisir les nœuds pilotes avec une méthode d'optimisation adaptée.

K_{OBS}	K_{COM}	Sélection de nœuds pilotes	Indice de satisfaction	IS (sélection arbitraire – chapitre III)	symbole figure IV.4
1	0	318	28720	27310	○
0.75	0.25	318	30809	29373	○
0.6	0.4	433 – 108 – 344 – 407	85150	30551	□
0.55	0.45	407 – 433	87173	30930	□
0.5	0.5	116 – 429 – 401	101016	31301	◇
0.45	0.55	101 – 403 – 414 – 100	94224	31662	⚙
0.4	0.6	101 – 100 – 403 – 414	103954	32013	⚙
0.25	0.75	126 – 116 – 407	165751	33001	▽
0	1	424 – 116	79385	34374	△

Tableau IV.2 : Récapitulatif des résultats d'optimisation des nœuds pilotes

Afin d'évaluer les performances du D-RCT aussi bien en termes de tension que de gestion de l'énergie réactive, nous utiliserons pour les simulations présentées dans le prochain chapitre la sélection obtenue pour une pondération égale des deux objectifs. Cela correspond à la ligne grisée du tableau IV.2.

V.2. Validation par un algorithme génétique

Nous avons vu dans le paragraphe IV de ce chapitre que l'algorithme de sélection mis en œuvre est déterministe, et par conséquent ne garanti pas de fournir l'optimum global. Il nous faut donc nous assurer à défaut que le résultat obtenu est suffisamment proche de l'optimum global avant d'appliquer cette méthode de manière généralisée.

Pour ce faire, deux voies semblent envisageables : la première consiste à calculer de manière exhaustive les indices de satisfaction de toutes les combinaisons de nœuds pilotes possibles, et la seconde consiste à utiliser un algorithme heuristique.

Or, le nombre de combinaisons de 1 à 5 nœuds pilotes parmi les 189 nœuds du réseau test vaut $N = C_{189}^1 + C_{189}^2 + C_{189}^3 + C_{189}^4 + C_{189}^5 \approx 1.96 \cdot 10^9$, et le temps moyen de calcul d'indice de satisfaction avec un microprocesseur P4 de 2.8GHz est de 0.6 s. Donc le temps nécessaire au calcul exhaustif serait de 37.3 années, alors que le temps de calcul nécessaire à l'obtention des résultats de la ligne grisée du tableau IV.2 est de 443.4 s.

L'utilisation d'un algorithme génétique initialement développé pour le placement optimal de dispositifs FACTS dans les réseaux de distribution [RAD-06] permet, avec un temps de calcul raisonnable, de valider la performance de l'algorithme de recherche déterministe décrit et utilisé dans les paragraphes précédents. En effet, les résultats obtenus avec un temps de calcul total de 43,5 min pour le cas où $K_{OBS} = K_{COM} = 0.5$, et détaillés dans la figure IV.6, mettent en évidence la pertinence de l'algorithme développé.

Sélection de nœuds pilotes	Indice de satisfaction
116	33217
356, 309	52241
118, 401, 429	100554
422, 116, 118, 431	126504
100, 431, 120, 500, 421	128722

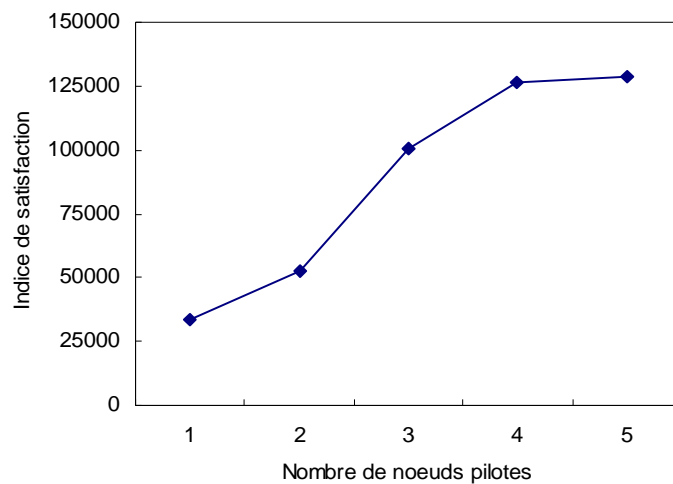


Figure IV.6 : Evolution de l'indice de satisfaction en fonction du nombre de nœuds pilotes

La courbe de la figure IV.6 met bien en évidence le gain important sur l'indice de satisfaction lorsque l'on passe de deux à trois nœuds pilotes, et le gain moins important lorsque l'on passe de trois à quatre. Il est également évident qu'utiliser cinq nœuds pilotes n'apporte rien de plus.

D'après le critère d'arrêt défini au paragraphe II.1.2.c, on choisira ici la sélection de trois nœuds pilotes, très proche de la sélection grisée du tableau IV.2, montrant bien que l'algorithme développé fourni une solution suffisamment proche de l'optimum global.

VI. RESEAUX DU FUTUR : CAS DE RECONFIGURATION

Afin d'évaluer l'intérêt et la pertinence de ce choix de nœuds pilotes pour le D-RCT dans les réseaux de distribution électriques du futur, nous avons appliqué cette méthode sur un réseau test comprenant trois réseaux de distribution (à l'aval de trois postes sources) interconnectés par cinq liaisons configurables à l'aide d'interrupteurs.

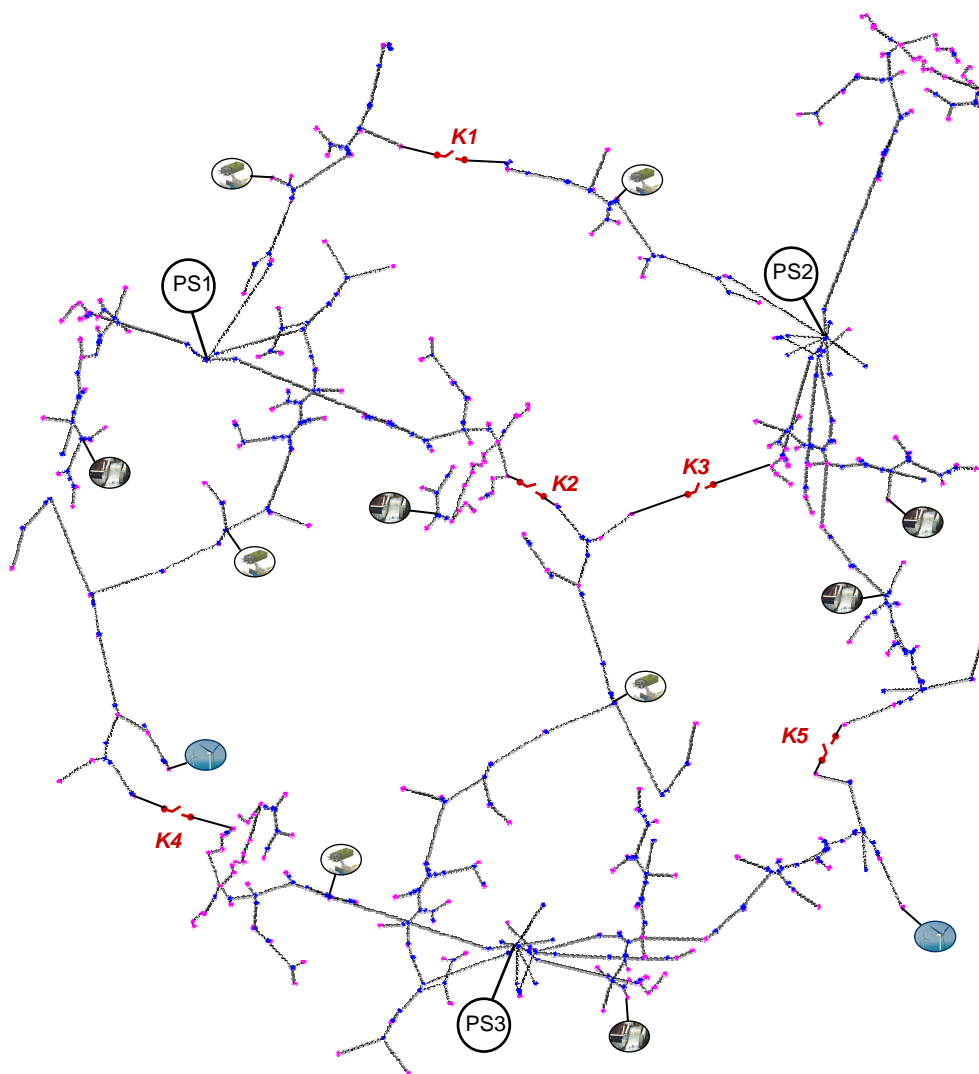


Figure IV.7 : Réseau test pour la reconfiguration

Ce nouveau réseau test, dont la topologie est représentée en figure IV.7 est construit par duplication du réseau test présenté dans le chapitre précédent auquel il a été supprimé un départ différent pour chaque exemplaire. Plusieurs GED ont été rajoutées sur ce réseau pour rendre le D-RCT opérant.

Ce réseau présente 24 configurations n'isolant pas les postes sources les uns par rapport aux autres. Nous pouvons, pour chacune de ces configurations, optimiser le nombre et l'emplacement des nœuds pilotes. Les optimisations ont été faites avec la pondération suivante des deux objectifs : $K_{OBS} = K_{COM} = 0.5$. Nous obtenons alors un total de 28 nœuds pilotes sélectionnés, dont une partie a été sélectionnée pour plusieurs configurations. La distribution ces nœuds sur le réseau est reportée sur le schéma du réseau de la figure IV.8a.

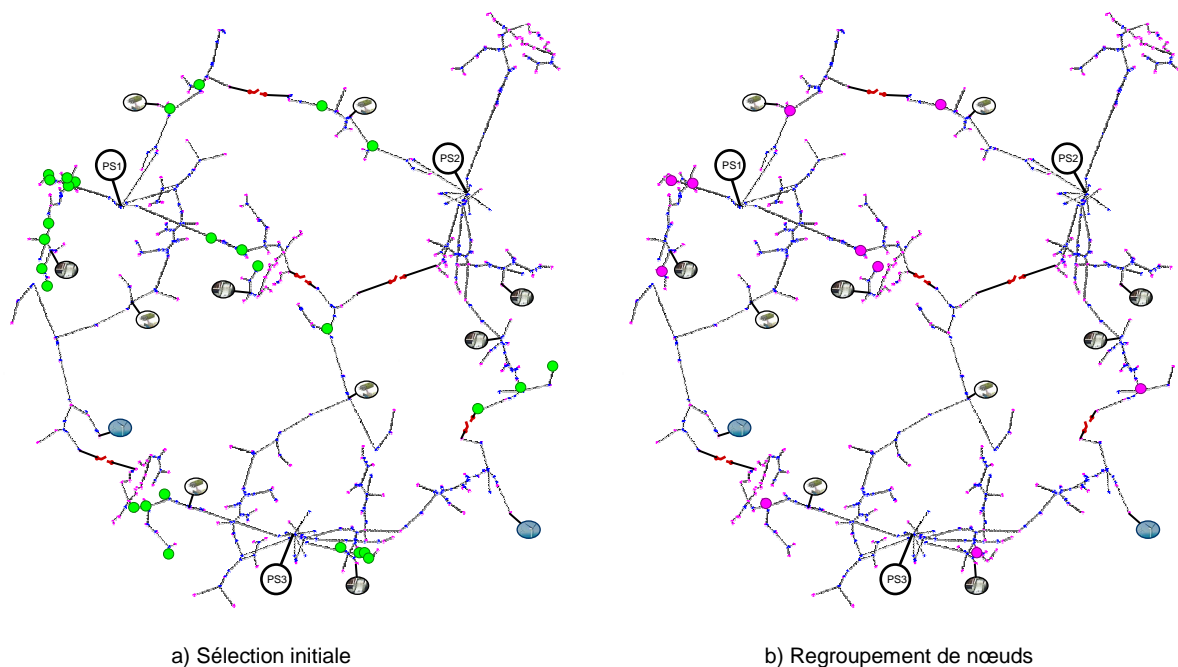


Figure IV.8 : Répartition des nœuds pilotes sur le réseau configurable

Nous pouvons constater sur la figure IV.8a que les nœuds pilotes apparaissent par grappes. Ceci nous permettra de réduire le nombre total de nœuds pilotes à équiper en appareils de mesure et de télécommunication par regroupement de "paquets de nœuds pilotes".

En effet, l'indice de satisfaction moyen pour les 24 sélections de nœuds pilotes correspondant aux 24 configurations du réseau est 13414. Après avoir réuni les paquets parmi les 28 nœuds initiaux, il reste 10 nœuds pilotes dont la répartition est visible sur la figure IV.8b. Ce regroupement dégrade légèrement la situation puisque l'indice de satisfaction moyen descend à 13034. Cependant, seule une partie des dix nœuds équipés sont utilisés pour chaque configuration (de deux à cinq), il est donc possible d'améliorer l'indice de satisfaction en ajoutant, pour chaque configuration, les meilleurs nœuds pilotes non utilisés à la sélection courante. Pour cela, on ajoute un par un les nœuds pilotes disponibles à la sélection courante, et on le conserve s'il améliore l'indice de satisfaction. On arrive alors à une meilleure utilisation des nœuds équipés en appareils de mesure : quatre à six nœuds sont utilisés pour chaque configuration; et l'indice de satisfaction moyen remonte à 13578.

Il est à noter que l'ajout de nœuds pilotes supplémentaires aurait pour conséquence une diminution de l'indice de satisfaction, puisque le maintien de la tension à ces nœuds engendrerait une production ou une absorption de puissance réactive que ne compenserait pas la diminution des variations de tension aux nœuds de charge.

VII. CONCLUSION

Nous avons vu dans ce chapitre une méthode rapide et efficace pour choisir de manière optimale à la fois le nombre et l'emplacement des nœuds pilotes pour assurer les meilleures performances du D-RCT. Cette méthode est adaptée pour les réseaux de distribution configurables ou non d'un algorithme d'optimisation utilisé pour le RCT dans les réseaux de transport. L'algorithme développé a pu être validé par un algorithme heuristique, développé par ailleurs [RAD-06] pour le placement de FACTS dans les réseaux de distribution.

Si l'on peut, pour un réseau de distribution de petite taille, c'est-à-dire de moins de cinq départs à l'aval d'un poste source, choisir les nœuds pilotes par un raisonnement qualitatif, cela n'est plus envisageable pour un réseau comportant de nombreux départs,

voire plusieurs postes sources, et dont la configuration peut être variable. Il devient dès lors indispensable d'automatiser la recherche. Un algorithme déterministe de type essai/erreur, tel celui développé ici, semble être un outil très bien adapté au problème.

Cependant, quelques améliorations peuvent encore être apportées à l'algorithme de recherche de nœuds pilotes. En particulier, intégrer les pertes en ligne engendrées par l'action des GED dans la fonction objectif devrait permettre de fournir un réglage de tension plus économique pour le GRD.

CHAPITRE V : VALIDATION DU D-RCT

CHAPITRE V :

VALIDATION DU D-RCT

I. INTRODUCTION

Le lecteur a pu se familiariser au cours des précédents chapitres avec les fondements théoriques du Réglage Coordonné de Tension dans les réseaux de distribution (D-RCT). Nous allons à présent mettre en application ce réglage par simulation logicielle sur un réseau de distribution typique afin d'en vérifier les performances et la robustesse.

L'objectif des études présentées dans ce chapitre est de vérifier le bon fonctionnement du D-RCT dans différentes situations sur le réseau test décrit au chapitre III, et avec les nœuds pilotes déterminés au chapitre IV. Ceci afin de valider la technique de réglage de tension proposée pour les réseaux distribution et de définir ses capacités, ses conditions d'application optimale et ses limites, et par conséquent les futures améliorations qu'il sera nécessaire de lui apporter.

Nous verrons donc, dans un premier temps, les hypothèses et conditions de simulation. Après quoi une étude paramétrique incluant un réglage P/Q et un réglage RST classiques permettra d'évaluer la faisabilité et la robustesse du D-RCT. Enfin, cette

stratégie de mutualisation des GED pour le réglage de la tension sera comparée à une stratégie de réglage locale.

II. HYPOTHESES ET CONDITIONS DE SIMULATION

II.1. Durée des simulations

Afin d'observer le comportement du D-RCT dans différentes conditions de charge et de production, les simulations seront réalisées sur une plage de cinq heures sur laquelle la courbe de charge appliquée évolue fortement. Une plage plus longue serait proportionnellement plus coûteuse en temps de simulation et n'apporterait guère plus d'information.

II.2. Le réseau

Le réseau de distribution utilisé pour les simulations présentées dans la suite de ce chapitre est le réseau test tel que décrit dans le sixième paragraphe ("Illustration sur un cas d'étude") du chapitre III.

II.3. La charge

Les courbes de charge appliquées sont celles de la figure III.11 sur la période du 30/04/01 de 4h à 9h. Ainsi, le réseau est très peu chargé en début de simulation (11 MW en fin de nuit, soit 40% de la pleine charge), puis se charge progressivement jusqu'à atteindre sa charge maximale (27 MW après le démarrage d'activités industrielles et tertiaires en matinée). Le détail des courbes de charge pour la période définie est montré sur la figure V.1.

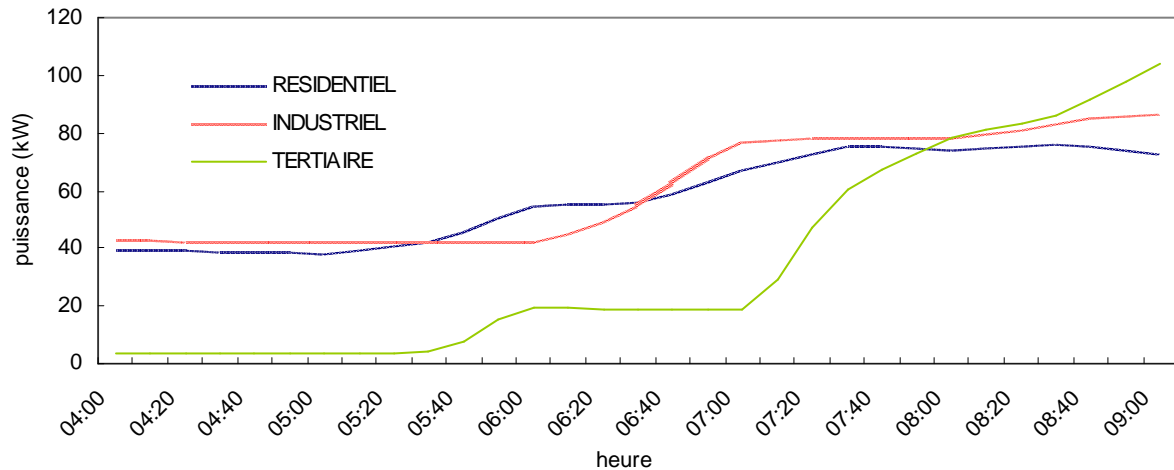


Figure V.1: Courbes de charge

II.4. La production

Les GED connectées au réseau sont celles localisées sur la figure III.12. La production de puissance active peut être réglée à volonté pour les piles à combustible et micro-centrales hydrauliques (bien qu'une production trop faible entraîne une dégradation importante du rendement et n'est donc pas conseillée). La production du parc éolien est directement liée à la vitesse du vent, on utilisera donc une courbe de vent mesurée à 20 m du sol pour simuler une production éolienne réaliste. Le profil de vent (figure V.2) est issu de mesures effectuées à Bay Mills, Michigan pour la journée du 05 décembre 2000.

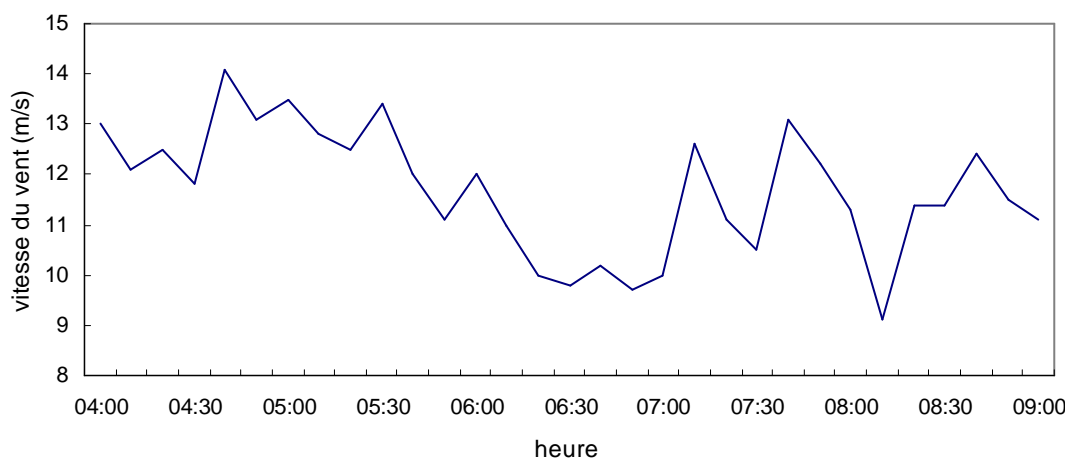


Figure V.2: Vitesse du vent à 20 m

II.5. Le réglage de tension

Le réglage de tension appliqué est le D-RCT tel que défini dans le chapitre III, avec les nœuds pilotes déterminés de façon optimale dans le chapitre IV.

Il sera comparé à d'autres types de réglages de tension / puissance réactive utilisés sur les productions centralisées et décentralisées.

Les résultats de simulations seront également comparés à des simulations réalisées en l'absence de production décentralisée afin de permettre l'observation détaillée de leur effet sur le réseau.

III. ETUDE PARAMETRIQUE SUR LE D-RCT

III.1. Comparaison avec des méthodes de réglages connues

Nous présentons dans ce paragraphe l'évolution du réseau test dans les conditions de simulation décrites plus haut pour les quatre cas suivants :

- le réseau sans GED;
- le fonctionnement actuel des GED : réglage P/Q;
- le réglage secondaire de tension RST;
- le D-RCT.

Pour chacun de ces cas, nous nous intéresserons à l'évolution de la tension au poste source, au plan de tension à faible charge et à forte charge, aux pertes Joule sur l'ensemble du réseau de distribution, et aux puissance active et réactive appelées par le réseau de distribution.

Pour une meilleure lisibilité des courbes, celles-ci sont regroupées en fin de ce paragraphe III.1.

III.1.1. Le réseau sans GED

La figure V.4 montre le profil de tension le long des artères principales de chaque départ en début et en fin de simulation, c'est-à-dire dans des situations de faible et forte charge. On peut voir qu'en cas de forte charge, la chute de tension au bout du départ n°3 est très importante, si bien que la tension descend en dessous du seuil autorisé.

III.1.2. Fonctionnement actuel des GED : réglage P/Q

La simulation présentée dans ce paragraphe a été réalisée dans les mêmes conditions que précédemment, mais cette fois avec les GED connectées au réseau test. Les GED n'effectuent ici aucun réglage de tension car elle ont pour consigne de ne pas produire ni consommer de puissance réactive, abstraction faite des machines asynchrones qui absorbent de l'énergie réactive pour magnétiser leurs circuits magnétiques. On appellera dans la suite ce mode de gestion de contrôle des GED "réglage P/Q".

On voit, sur la figure V.3b, qu'en l'absence de production de puissance réactive par les GED, la tension descend au fur et à mesure que la charge augmente. On peut voir l'action du régulateur en charge, qui change de prise vers 7h20.

La figure V.5 montre le plan de tension en début et en fin de simulation. On peut constater que la production de puissance active au bout du départ n°3, qui est le plus long, remonte la tension jusqu'à la limite supérieure quand la charge est très faible. Cette situation est critique, puisqu'une réduction de charge risquerait d'entraîner un dépassement de la tension.

Nous pouvons voir sur la figure V.9b que le transit d'énergie réactive par le poste source est sensiblement le même qu'en l'absence de GED. En revanche, la puissance active produite modifie fortement les courants circulant dans le réseau. Cela provoque des pertes en ligne le matin quand le réseau est peu chargé (voir figure V.8b), mais compense une partie de la demande quand la charge devient maximale, entre 7h30 et 9h, et réduit légèrement les pertes.

III.1.3. Réglage secondaire de tension

La simulation présentée dans ce paragraphe a été réalisée dans les mêmes conditions que les précédentes. Les GED sont ici utilisées pour régler la tension par un réglage de type secondaire classique (voir chapitre II, paragraphe III.2.2) avec un unique nœud pilote pour tout le réseau de distribution. Le nœud pilote choisi est le poste source car c'est celui qui présente la plus grande puissance de court-circuit.

Nous pouvons voir sur la figure V.9c que la courbe de puissance active a la même allure que dans le cas du réglage P/Q; par contre, la puissance réactive appelée par le réseau de distribution reste à un niveau quasiment constant grâce à la participation des GED pour maintenir constante la tension au poste source. Celles-ci soulagent ainsi de façon naturelle le réglage secondaire de tension sur le réseau de transport en diminuant la charge réactive de celui-ci, ce qui équivaut à une compensation de l'énergie réactive. Mais cela a un coût significatif en termes de pertes en ligne (voir figure V.8c) et de qualité du plan de tension (voir figure V.6). En effet, la figure V.3c montre que la tension est très bien tenue au poste source, mais au prix d'un dépassement des seuils de tension en certains points du réseau, ce qui n'est pas acceptable par le GRD (la ligne pointillée représente la consigne de tension).

III.1.4. D-RCT

La simulation présentée dans ce paragraphe a été réalisée dans les mêmes conditions que les précédentes. Les GED sont contrôlées par le D-RCT avec les nœuds pilotes déterminés de façon optimale au chapitre IV. Les paliers que l'on peut observer sur les figures V.3d, V.9d et V.10 sont dus aux changements des consignes de tension des nœuds pilotes toutes les heures pour adapter le réglage à la charge du réseau afin de réduire les pertes. Ces consignes sont issues d'un OPF (voir chapitre III, paragraphe IV.5).

On peut voir sur la figure V.9d que la puissance réactive appelée au niveau du poste source est quasiment constante par palier, ce qui favorise le réglage secondaire du transport davantage que le réglage P/Q, mais légèrement moins que le RST.

Les pertes totales sur le réseau de distribution (voir figure V.8d) sont en revanche presque deux fois plus faibles qu'avec le RST, et équivalentes à celles mesurées avec le réglage P/Q. Ceci est dû à l'optimisation des consignes des nœuds pilotes et à leur emplacement qui favorise une gestion économique de la production de puissance réactive par les GED.

Enfin, on peut voir sur les figures V.7 et V.10 que le plan de tension est parfaitement maîtrisé par le D-RCT. En effet, les plans de tension en début et en fin de simulation montrent que la tension est maintenue dans les limites avec une marge de sécurité. Il est à noter que le réglage est en zone II (voir paragraphe IV.3.3. du chapitre III) pendant toute la durée de la simulation, c'est-à-dire que les objectifs de tension aux nœuds pilotes et de gestion de puissance réactive sont équivalents. C'est pourquoi les tensions aux nœuds pilotes ne suivent pas parfaitement leur consignes, mais elles restent cependant proches des valeurs de consigne.

III.1.5. Courbes

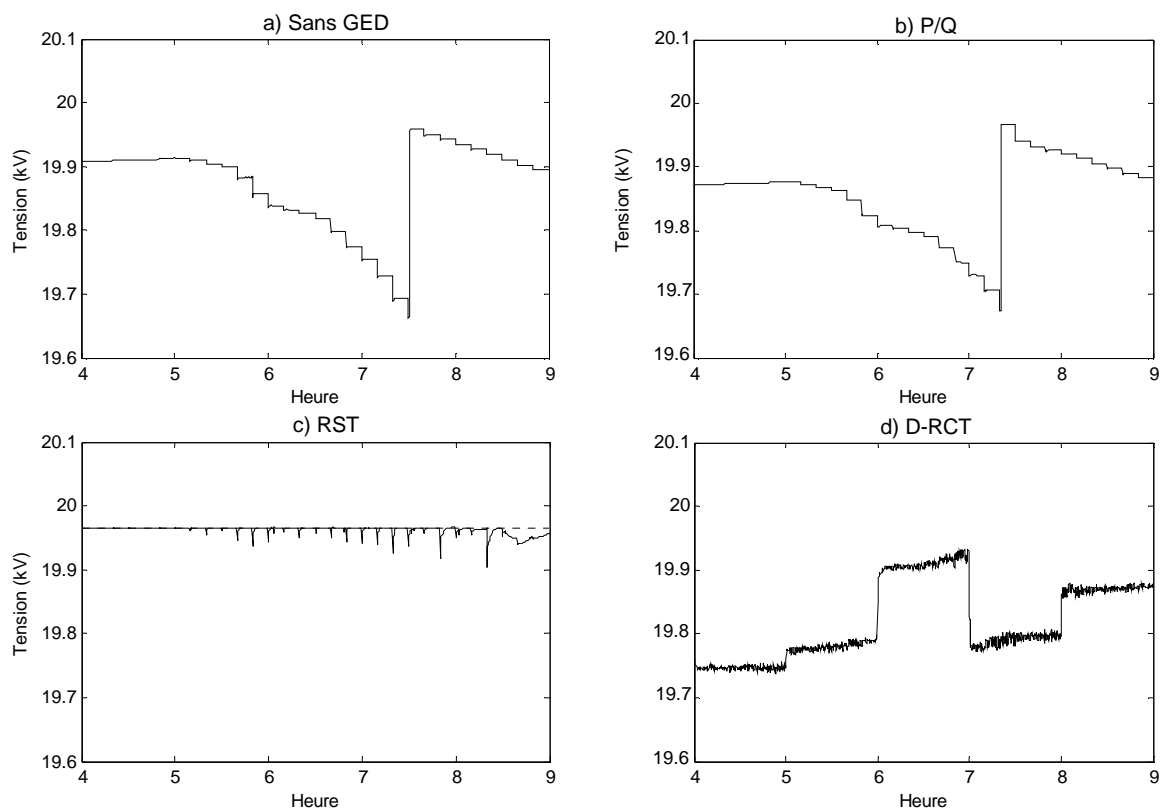


Figure V.3: Tension au poste source

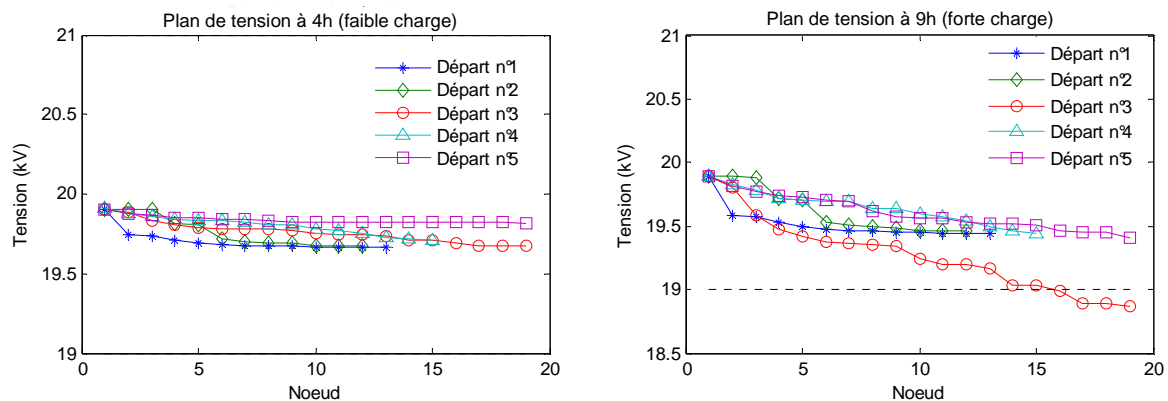


Figure V.4 : Plans de tension en début et fin de simulation – Sans GED

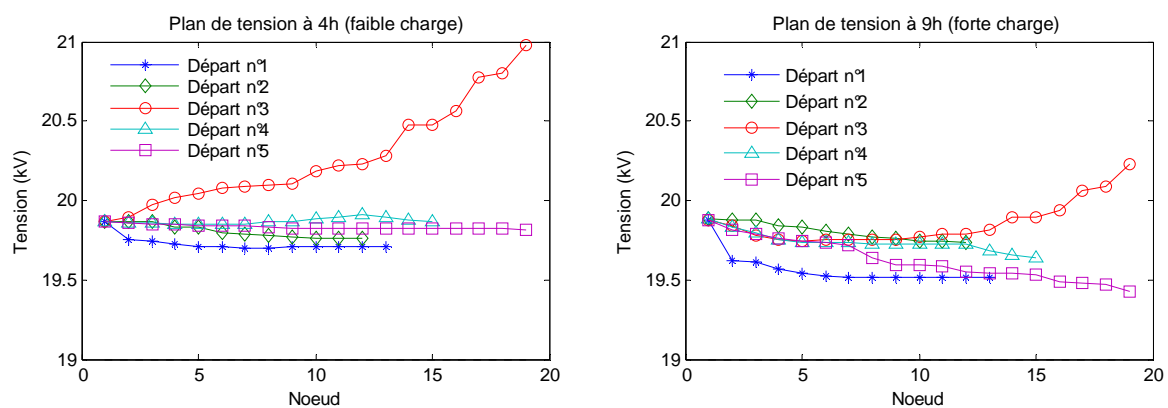


Figure V.5 : Plans de tension en début et fin de simulation – P/Q

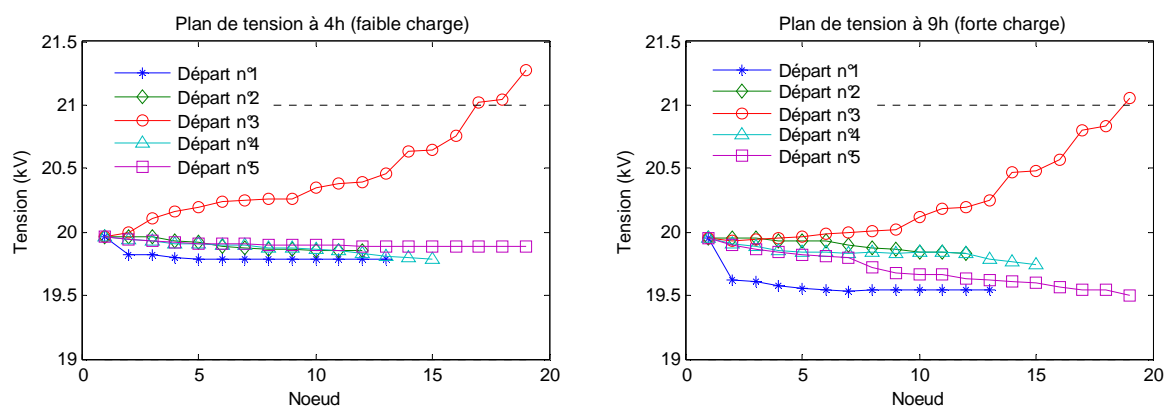


Figure V.6 : Plans de tension en début et fin de simulation - RST

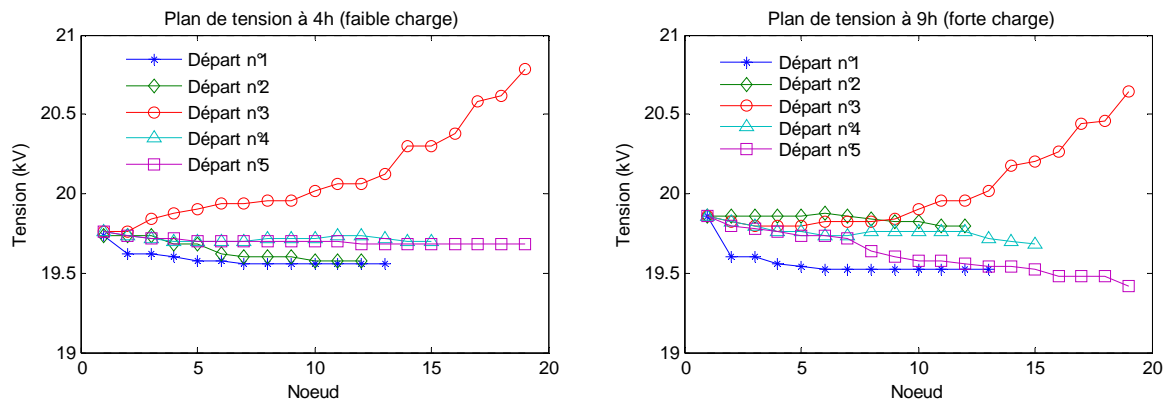


Figure V.7 : Plans de tension en début et fin de simulation – D-RCT

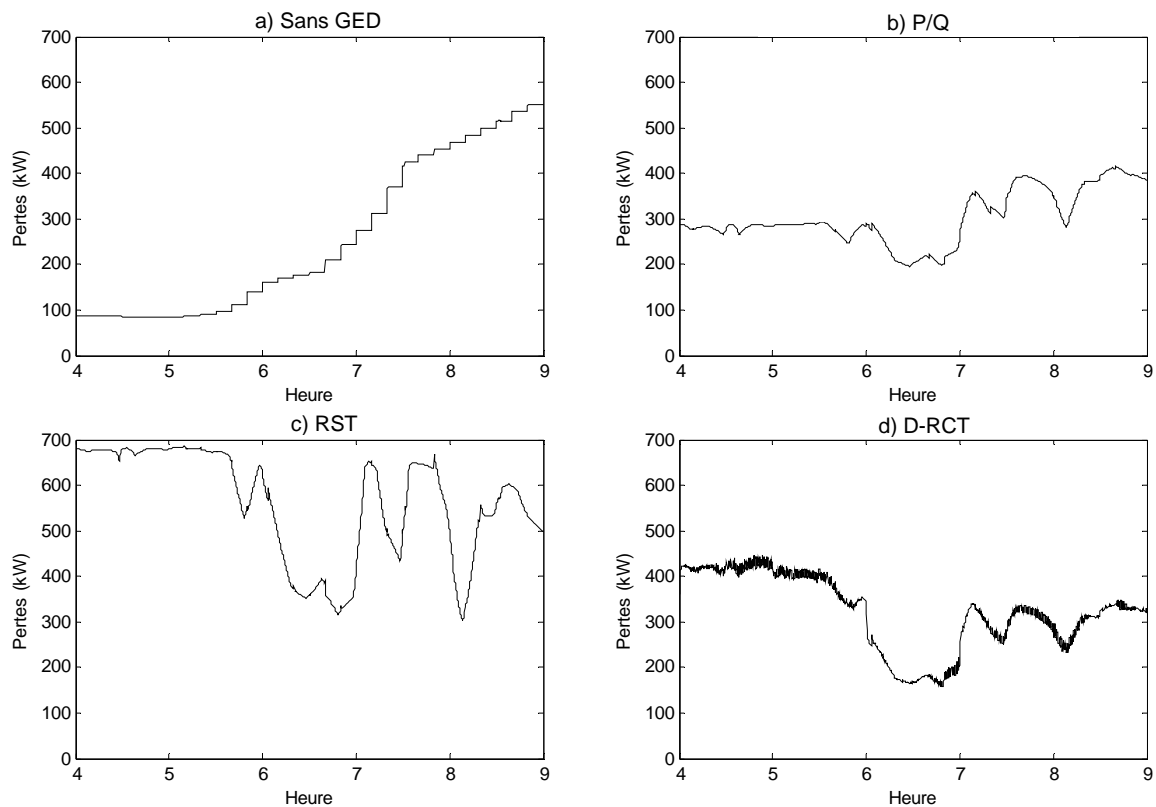


Figure V.8 : Pertes Joule sur le réseau test

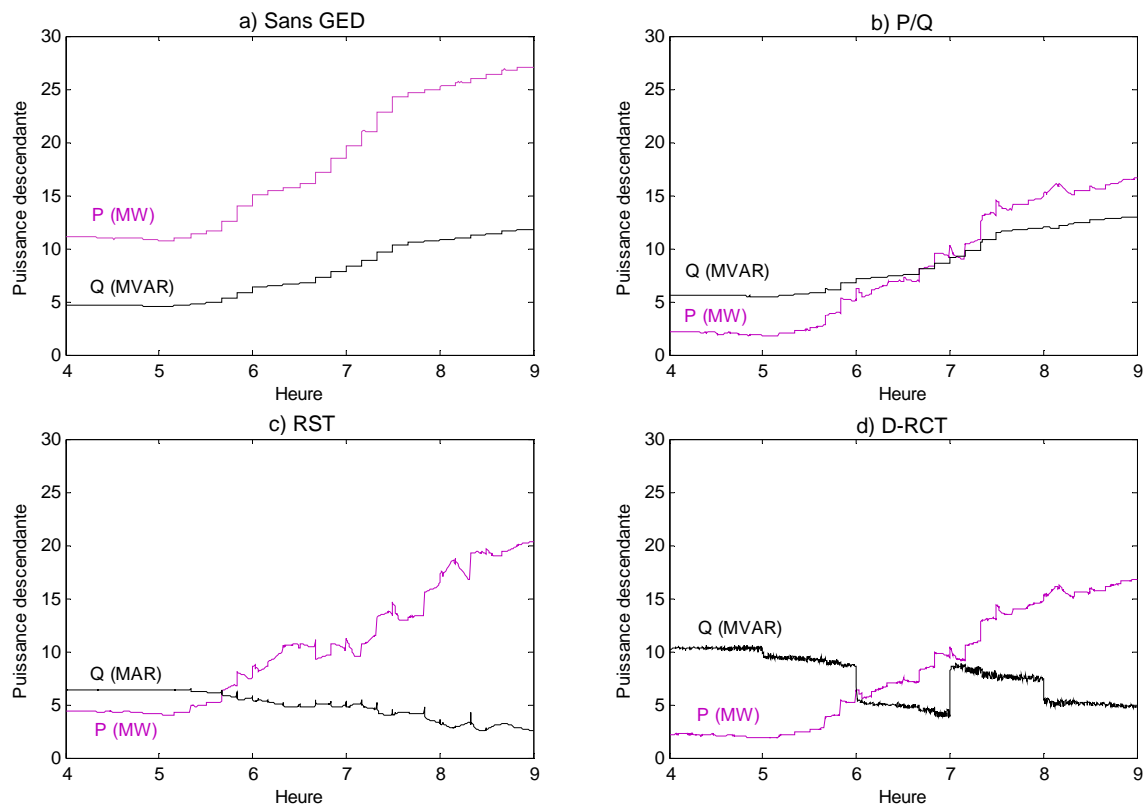


Figure V.9: Puissances active et réactive au poste source

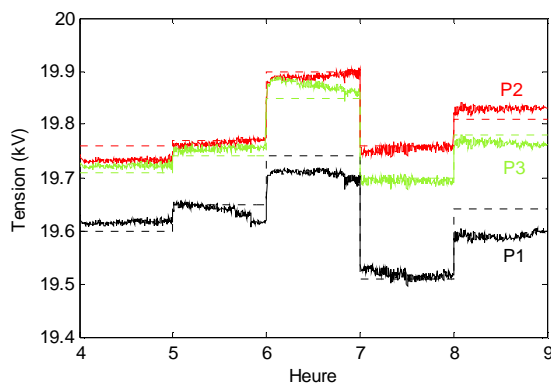


Figure V.10: Tensions aux nœuds pilotes dans le cas du D-RCT

III.1.6. Conclusion

De cette première étude comparative, nous pouvons tirer des conclusions qualitatives importantes sur la méthode de réglage de tension coordonné et de gestion de la puissance réactive développée pendant cette thèse :

- le D-RCT permet le réglage précis de la tension en plusieurs nœuds pilotes en optimisant les consignes de tension des GED;
- le D-RCT permet de conserver le plan de tension dans les limites contractuelles dans certaines circonstances où d'autres types de réglage ne le permettent pas;
- le plan de tension est moins sensible aux aléas de la charge quand les GED sont contrôlées par le D-RCT que par un autre moyen;
- une optimisation multi – objectif permet la gestion de la puissance réactive et la régulation de la tension aux bornes des GED.

III.2. Importance de l'OPF pour le D-RCT

Nous comparons ici les pertes en lignes et la production de réactif des GED, ainsi que le plan de tension, dans le cas où les consignes de tension des nœuds pilotes ont été optimisées par un OPF ($U_{ref_P1} = 19.6$ kV ; $U_{ref_P2} = 19.76$ kV ; $U_{ref_P3} = 19.71$) et dans le cas où elles ne sont pas optimales, bien que proches des valeurs optimales ($U_{ref_P1} = 19.53$ kV ; $U_{ref_P2} = 19.67$ kV ; $U_{ref_P3} = 19.62$). Les simulations dont les résultats sont présentés en figure V.11 ont été menées sur la période de 4h à 4h30, ce qui est bien suffisant pour mettre en évidence l'importance de l'OPF.

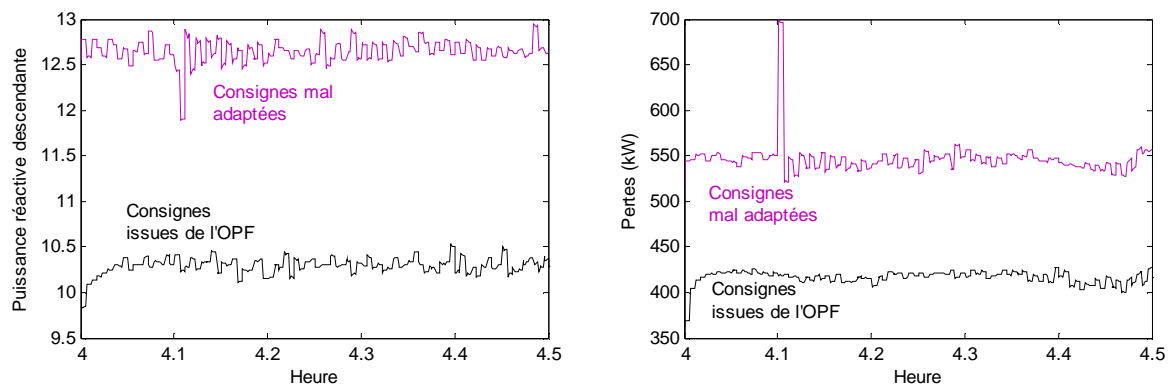


Figure V.11 : Puissance réactive au poste source et pertes en ligne

La figure V.11 met bien en évidence le fait qu'un OPF basé sur une courbe de charge prévisionnelle fourni les consignes de tension des nœuds pilotes réduisant au mieux les pertes sur le réseau de distribution. L'application de ces consignes permet également de réduire le transit de puissance réactive par le poste source, ce qui se traduit également par une légère diminution des pertes en lignes sur le réseau amont. Le plan de tension, quant à lui reste sensiblement le même, il n'est ni dégradé, ni amélioré.

III.3. Importance du choix des nœuds pilotes

Afin de montrer l'importance du choix des nœuds pilotes pour les performances du D-RCT, nous comparons ici l'efficacité du D-RCT appliqué avec les nœuds pilotes optimaux et avec les nœuds pilotes choisis arbitrairement au chapitre III (dénommés "ancienne sélection" dans la suite). Les simulations dont les résultats sont présentés en figures V.12 et V.13 ont été menées sur la période de 4h à 4h30, ce qui est bien suffisant pour mettre en évidence l'importance du choix des nœuds pilotes. Un OPF a été réalisé pour adapter les consignes de tension dans le cas de l'ancienne sélection afin de réduire au mieux les pertes, de sorte que celles-ci puissent être comparées avec le cas de la sélection optimale.

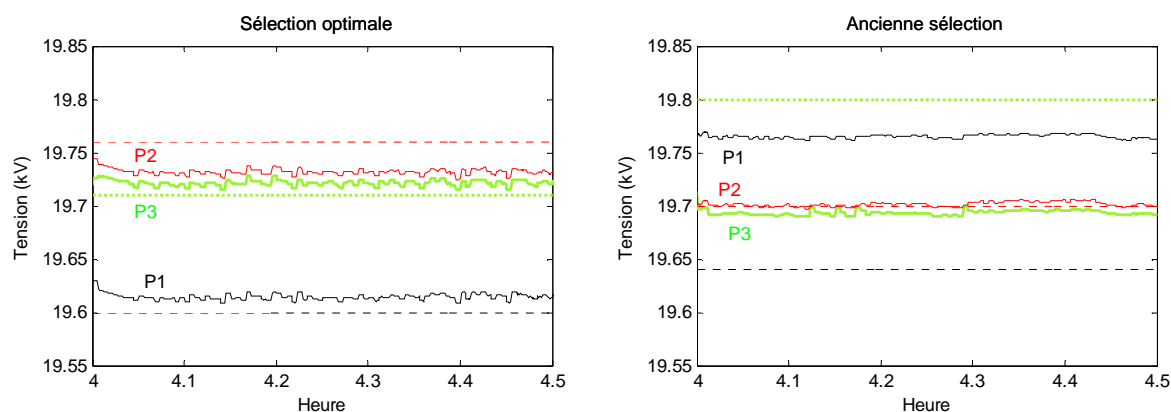


Figure V.12 : Tensions aux nœuds pilotes avec la sélection optimale et l'ancienne sélection

Il est clairement visible sur la figure V.12 que le D-RCT permet de suivre les précisément les consignes de tension des nœuds pilotes lorsque ceux-ci sont correctement choisis, et ceci à moindre coût en termes de puissance réactive et de pertes (voir figure

V.13). Lorsque les nœuds pilotes ne sont pas optimisés, en revanche, il apparaît impossible de suivre aussi bien les consignes de tension.

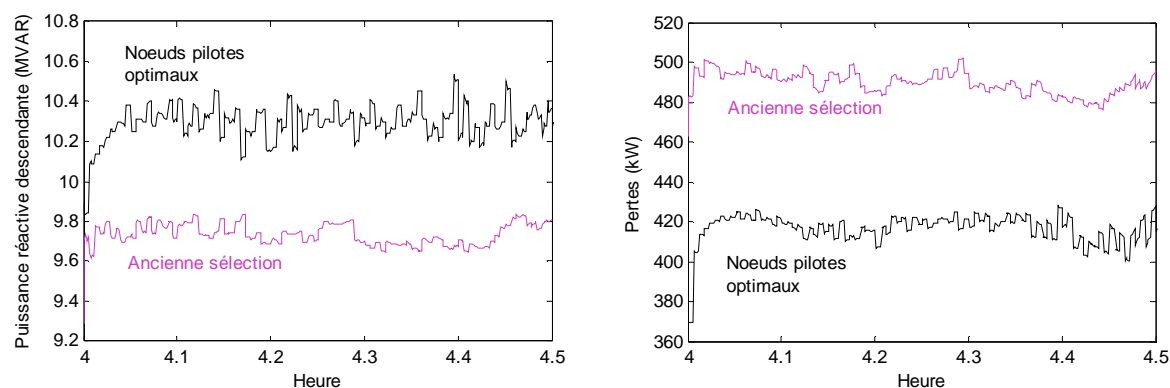


Figure V.13 : Puissance réactive au poste source et pertes en ligne

La figure V.13 montre que la puissance réactive peut être mieux gérée par le D-RCT lorsque le choix des nœuds pilotes utilisés a fait l'objet d'une optimisation. En effet, si la puissance réactive appelée au niveau du poste source est sensiblement la même dans les deux cas (+5.8% avec les nœuds pilotes optimaux), les pertes en lignes sont sensiblement diminuées dans le cas des nœuds pilotes optimaux par rapport à l'ancienne sélection (-16%). Ceci est dû à l'objectif de commandabilité de l'optimisation des nœuds pilotes. En effet, si une moindre mobilisation des réserves de puissance réactive est nécessaire pour tenir la tension, le D-RCT engendrera moins de circulation de courant réactif, et donc moins de pertes.

III.4. Robustesse

Afin de tester la robustesse du D-RCT face à différents modes dégradés, des simulations ont été conduites, mettant en jeu dans un premier cas la perte d'information du nœud pilote n°2 (nœud 401 sur le réseau), puis dans un second cas la perte de la GED Hydro2. La perte des autres nœuds pilotes et GED a également été simulée, confortant les résultats présentés ci-dessous.

III.4.1. Cas de la perte d'un capteur, ou nœud pilote

La figure V.14 montre la tension des nœuds pilotes, ainsi que les pertes, dans le cas de la perte d'un nœud pilote, ou capteur du D-RCT. L'instant de la perte du nœud pilote P2 est marqué sur les courbes par un trait pointillé vertical.

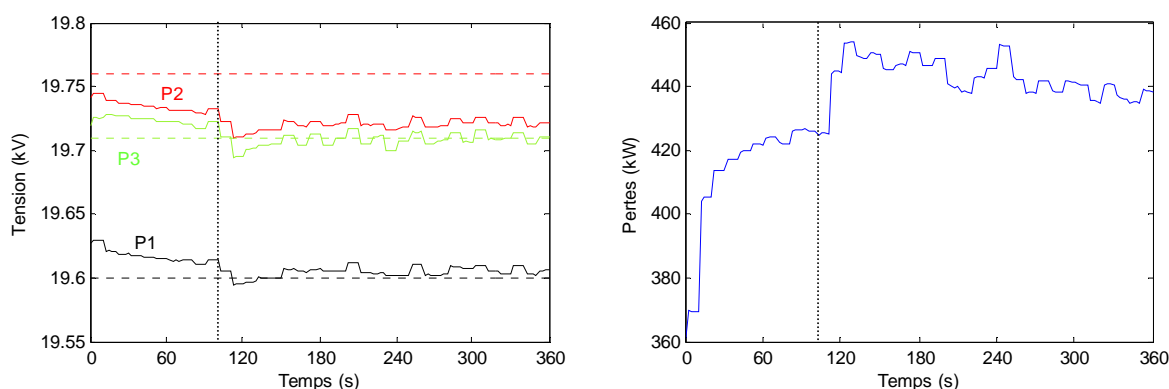


Figure V. 14 : Tensions aux nœuds pilotes et pertes

Il est visible que la tension au nœud pilote perdu est légèrement moins bien tenue qu'avant l'incident, par contre la tension aux nœuds pilotes restants est plus précisément suivie car il est moins contraignant de suivre la tension en deux nœuds qu'en trois. Il est toutefois intéressant de noter que la tension au nœud P2 s'éloigne peu de sa valeur de consigne. Cela montre que les nœuds restants remplissent encore bien l'objectif d'observabilité et permettent un contrôle encore satisfaisant du plan de tension, bien que cela ait un coût en terme de pertes.

III.4.2. Cas de la perte d'un actionneur, ou GED

La figure V.15 montre la tension des nœuds pilotes, ainsi que les pertes, dans le cas de la perte d'une GED, ou actionneur du D-RCT. L'instant de la perte de la GED Hydro2 est marqué sur les courbes par un trait pointillé vertical.

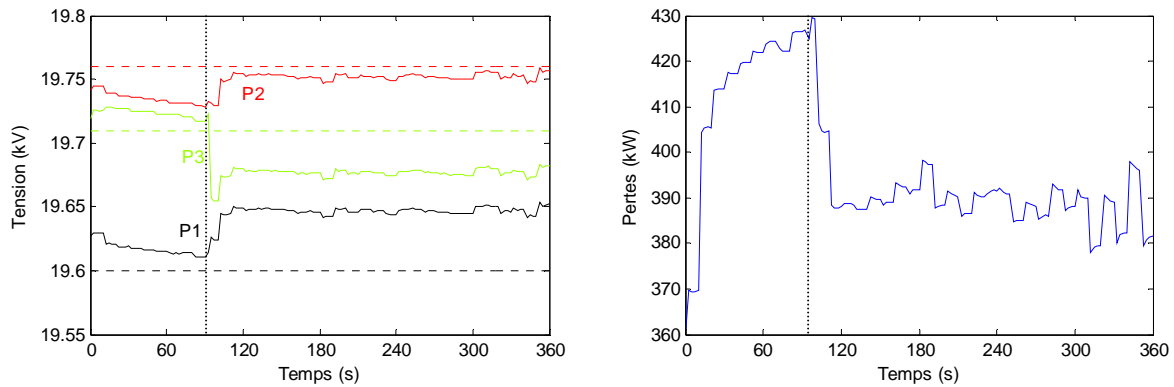


Figure V. 15 : Tensions aux nœuds pilotes et pertes

La perte d'un moyen de réglage rend visiblement plus difficile la tenue de la tension aux nœuds pilotes car la réserve totale de puissance réactive disponible diminue en conséquence. Cependant, le D-RCT après détection du défaut, renvoie la demande de puissance réactive manquante sur les autres GED présentes, limitant fortement la dégradation du réglage.

La réduction importante des pertes Joule est due, quant à elle, à l'arrêt de production de puissance active et réactive par la GED en défaut.

III.4.3. Conclusion

Ces simulations montrent bien la robustesse du D-RCT face à une panne d'une GED ou à la perte d'une mesure. Cette robustesse est permise par la coordination des moyens de réglage et la prise en compte d'éventuelles défaillances dans le processus d'élaboration des consignes des GED rendues possibles par le système de communication.

IV. COMPARAISON AVEC UNE NOUVELLE METHODE DE REGULATION LOCALE DE TENSION

Comme il a été mentionné en introduction, les travaux de recherche présentés dans cette thèse s'inscrivent dans un programme de recherche sur la gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. Dans ce cadre, d'autres travaux ont été menés sur l'utilisation de GED pour le réglage de tension avec une philosophie radicalement différente de celle proposée ici, puisqu'il s'agit d'un contrôle de tension local sans coordination ni communication. Cette solution présente le grand avantage d'être plus pratique et moins coûteuse à mettre en œuvre que le D-RCT.

C'est pourquoi nous nous proposons dans ce paragraphe de comparer ces deux approches différentes du réglage de tension par les GED dans les réseaux de distribution.

IV.1. Le réglage local auto – adaptatif [RAM-06]

Le réglage local de tension est basé sur le principe suivant : une action de réglage n'est nécessaire que lorsque la tension approche la limite inférieure ou supérieure. Il est cependant indispensable d'intervenir avant qu'elle n'ait atteint le seuil contractuel. On peut donc définir un seuil intermédiaire comme le montre la figure V.16.

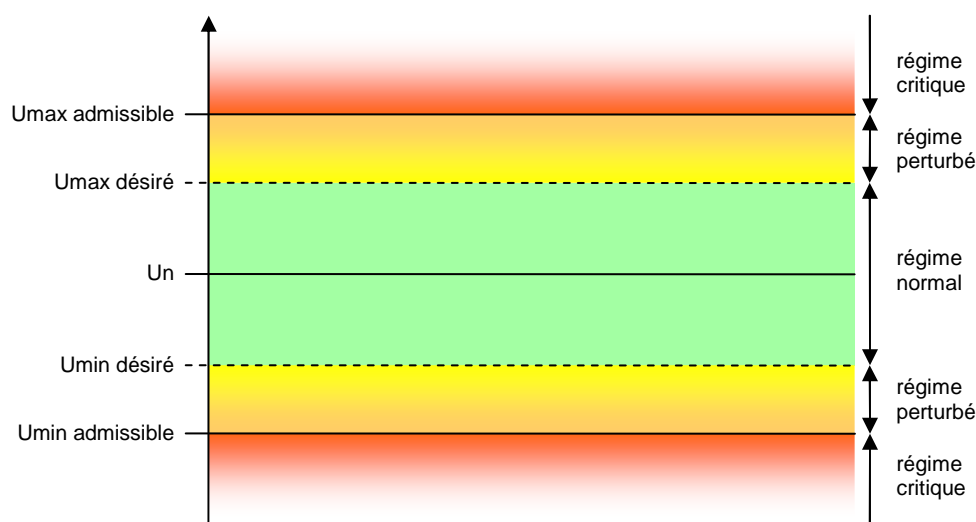


Figure V.16 : Seuils de tension désirée et admissible

Le principe du régulateur local auto – adaptatif (RAA) est d'alterner intelligemment entre un mode de régulation en puissance (réglage P/Q; $Q = 0$ en régime normal), et un mode de régulation en tension / puissance réactive, ou réglage P/V en régime perturbé.

Les seuils de tension minimale et maximale désirée sont élaborés pour chaque GED de manière dynamique (pour tenir compte de l'évolution du réseau) en fonction de l'état électrique du réseau au point de connexion de la GED. Ils sont calculés par un adaptateur basé sur de la logique floue que l'on appelle superviseur flou.

Le fonctionnement général du RAA est représenté dans la figure V.17.

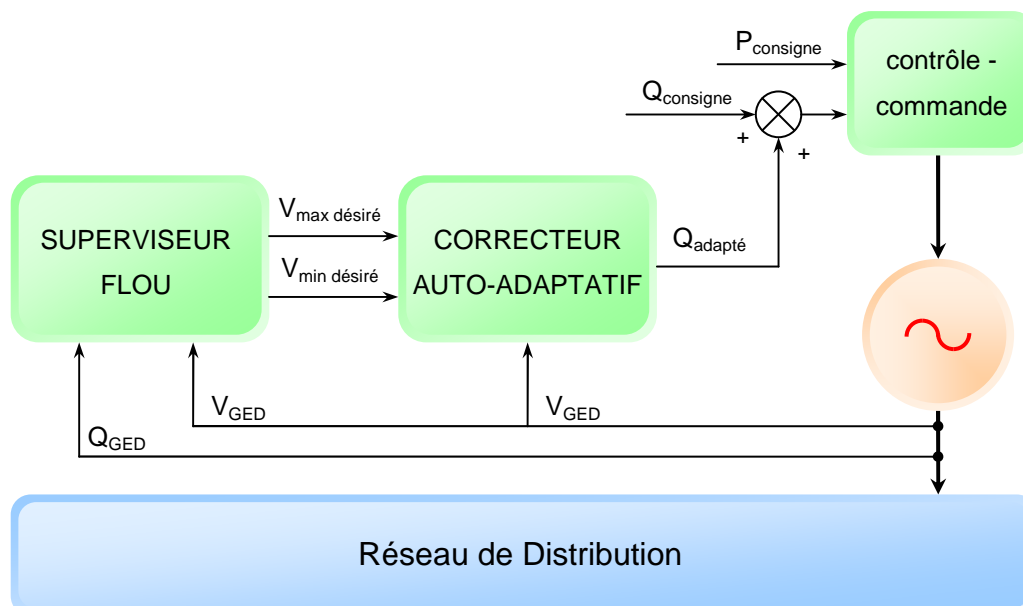


Figure V.17 : principe du régulateur auto - adaptatif

Le lecteur se reportera avec profit à la thèse de G. Rami [RAM-06] pour de plus complètes informations sur le mode de calcul des tensions minimales et maximales désirées par logique floue et sur le RAA.

IV.2. Comparaison des contrôles de tension local et coordonné

L'objet de ce paragraphe est d'illustrer le D-RCT développé dans cette thèse et le RAA présenté plus haut sur des scénarii identiques à des fins de comparaison. Les

conditions de simulation restent celles définies au paragraphe II, avec toutefois quelques différences :

- les GED sont toutes modélisées de façon identiques par une fonction de transfert du premier ordre car le détail des régimes transitoires n'entre pas dans le cadre de cette étude statique (mais leur emplacement sur le réseau reste le même que dans les cas précédents);
- compte – tenu du temps de simulation important du RAA, la comparaison a été effectuée sur des portions représentatives de la plage horaire définie précédemment avec l'hypothèse qu'une seconde de simulation correspond à dix secondes d'évolution réelle. Cette compression du temps ne faussent pas la simulation car on a vérifié que le système revient en régime permanent avant l'événement suivant. Il en résulte les deux scénarii suivants :
 - $t \in [0; 360s]$ ($\Leftrightarrow [4h; 5h]$) : scénario de "faible charge";
 - $t \in [0; 360s]$ ($\Leftrightarrow [8h; 9h]$) : scénario de "forte charge".
- les impédances de toutes les lignes du réseau de distribution ont été doublées afin de contraindre davantage ce dernier pour mettre en évidence les limites des deux réglages. On obtient ainsi des départs de longueur équivalente aux longueurs maximales des réseaux de distribution français actuels.

Le D-RCT et le RAA seront également comparés avec le réglage P/Q qui sert de référence en l'absence d'action des GED sur la puissance réactive.

Nous présentons dans la suite les principaux résultats de cette étude comparative.

IV.2.1. Etude paramétrique

Nous comparons ici pour les trois réglages la tension et les pertes en fonction du niveau de charge du réseau. La figure V.18 montre le profil de tension obtenu pour les trois réglages à faible charge et à forte charge, la figure V.19 montre les pertes en ligne à

faible charge et à forte charge, et la figure V.20 montre la puissance réactive appelée au poste source à faible charge et à forte charge.

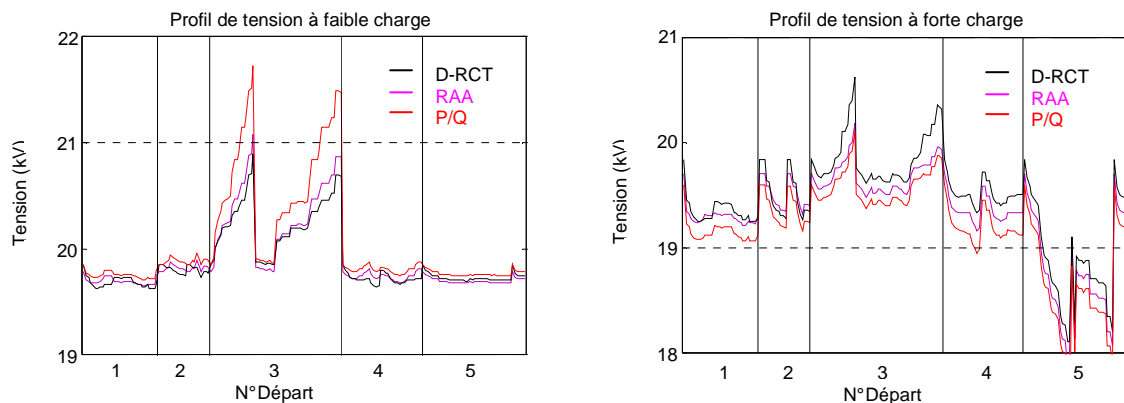


Figure V.18 : Profils de tension à faible et forte charge

Le profil de tension à faible charge montre que le départ n°3, départ le plus long et comportant le plus de production, est le plus contraint par les chutes de tension. En l'absence d'action de contrôle sur la puissance réactive, on observe une violation de la limite supérieure de tension, alors que les réglages RAA et D-RCT parviennent à contenir cette surtension.

D'autre part, l'analyse du profil de tension à forte charge montre qu'aucun des réglages ne permet de tenir la tension du départ dépourvu de GED (départ n°5) dans les limites quand le réseau est trop contraint. Concernant les départs sur lesquels une action de correction est possible, nous pouvons voir que les réglages RAA, et surtout D-RCT maintiennent la tension assez loin du seuil bas, alors que le réglage P/Q est beaucoup plus proche de la limite, et la dépasse en quelques nœuds (départ n°4).

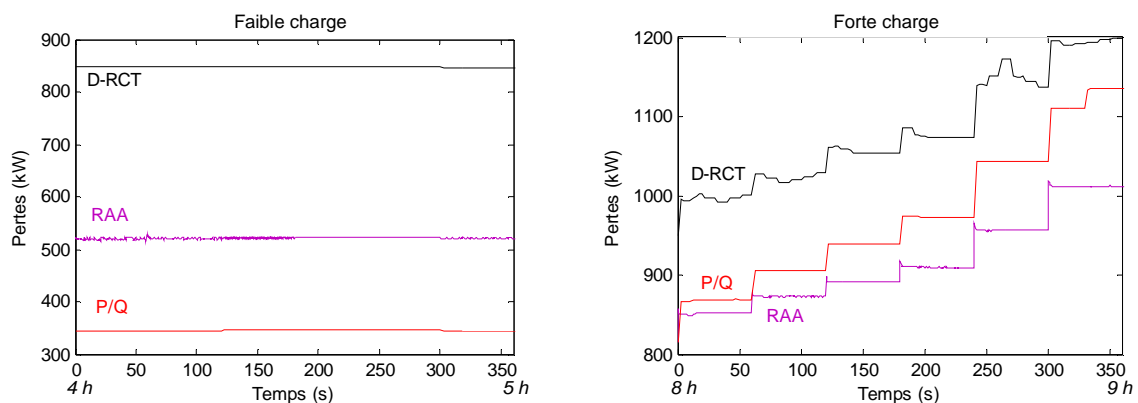


Figure V.19 : Pertes sur le réseau à faible et forte charge

La figure V.19 montre que quelque soit le niveau de charge, le D-RCT est plus coûteux en terme de pertes Joule sur le réseau, cependant la différence s'estompe quand la charge augmente. De même, la figure V.20 montre que l'application du D-RCT implique un transit de puissance réactive plus important que le RAA et le P/Q. Il est toutefois intéressant de noter que le transit de puissance réactive varie moins entre les situations de faible et forte charge (+35%) qu'avec le RAA (+100%), et beaucoup moins qu'avec le réglage P/Q (+240%).

Il en résulte que le D-RCT induit un peu plus de pertes sur le réseau de transport que le RAA ou le P/Q par manque de compensation d'énergie réactive, vu du transport, mais qu'il offre en revanche un soutien plus important au réglage secondaire de tension du transport.

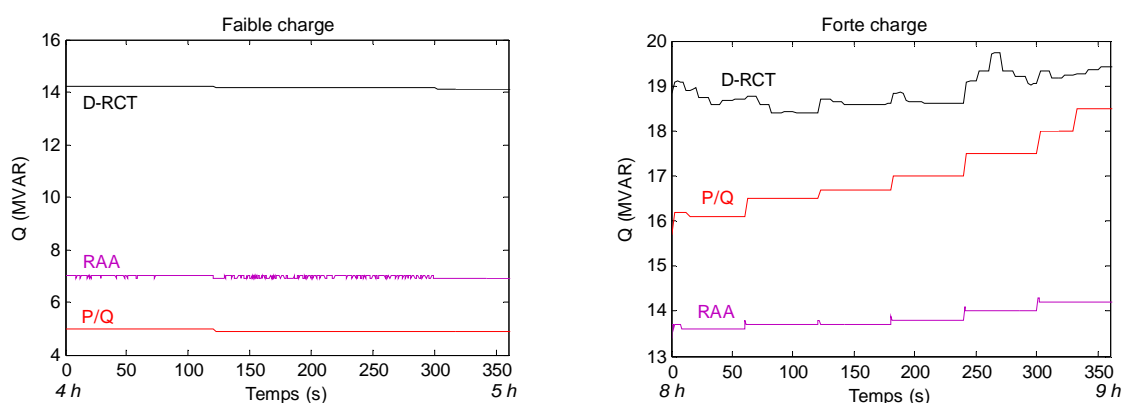


Figure V.20 : Puissance réactive au poste source à faible et forte charge

IV.2.2. Robustesse

a. Perte d'une GED

Nous étudions ici l'impact de la perte d'une GED sur les performances des différents réglages. Pour cela, la GED connectée sur le départ n°2 a été déconnectée en cours de simulation réalisée avec le scénario de forte charge. La figure V.21 montre le profil de tension avant et après la perte de la GED.

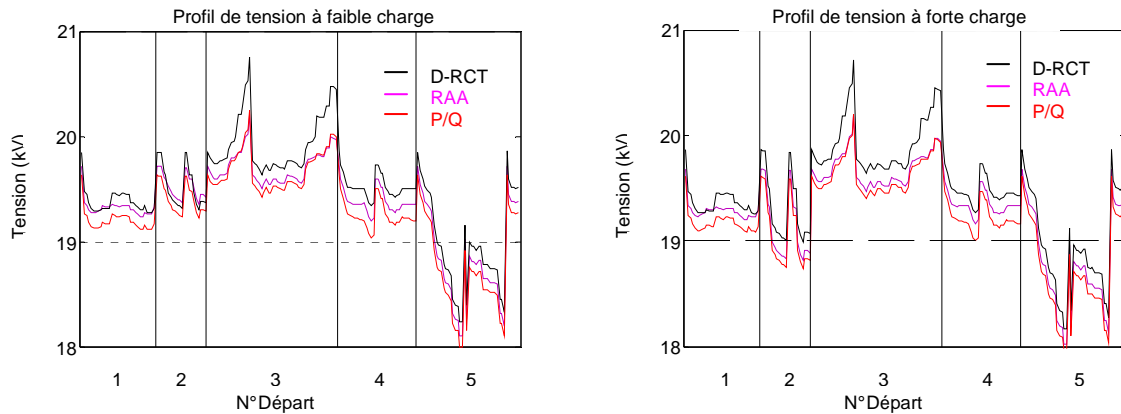


Figure V.21 : Profils de tension avant et après la perte d'une GED

L'impact de la perte de la GED n'est bien visible que sur le départ concerné. En effet, le profil de tension sur les autres départs n'est pas sensiblement perturbé.

Les réglages P/Q et RAA ne peuvent maintenir la tension au dessus du seuil après la perte de la GED car leur action sur la tension est localisée à proximité du producteur. Le D-RCT, en revanche, grâce à son système de communication, détecte la perte de la GED et peut donc palier sa défaillance en reportant son effort de réglage sur les autres producteurs par élimination de la GED en défaut du calcul d'optimisation des consignes.

b. Variation de tension sur le réseau de transport

Nous étudions ici l'impact sur les performances des différents réglages d'une variation de tension de +2% au niveau du réseau de transport. La figure V.22 montre la puissance réactive qui transite au poste source et les pertes en ligne suite à la variation de tension sur le réseau de transport.

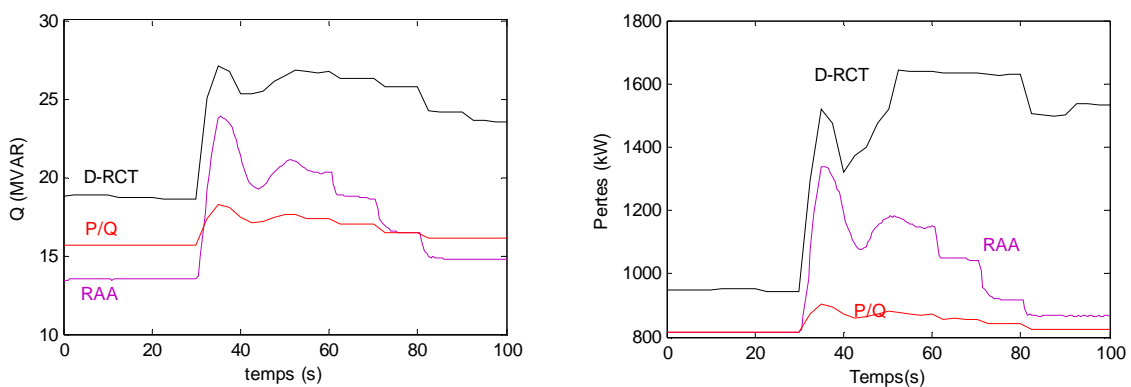


Figure V.22 : Puissance réactive au poste source et pertes pendant une variation de tension amont

A la suite d'une variation brutale de la tension au primaire du transformateur du poste source, cette variation se répercute au secondaire et le régleur en charge entre en action quelque soit le type de réglage appliqué aux GED.

Cela est sans conséquence sur les réglages RAA et P/Q une fois le nouveau régime permanent atteint, car ils n'ont pas de consignes de tension à suivre. Il est visible, pendant le régime transitoire, que le RAA engendre plus de pertes et un transit de puissance réactive plus élevé qu'avant car les GED voient une tension haute et essayent de la redescendre. Elles n'ont plus besoin d'agir en ce sens après que les prises du régleur en charge soient passées.

Quant au D-RCT, les conclusions pour le régime transitoire sont les mêmes que pour le RAA. Par contre, une fois les prises passées et le nouveau régime permanent atteint, les pertes et le transit de réactif restent élevés car l'état électrique du réseau de distribution a changé, et les consignes de tension des nœuds pilotes ne sont plus optimales. Une solution pour palier à ce problème serait de calculer un jeu de consignes de tension optimisées pour chaque position du régleur en charge, ce qui permettrait de faire face aux évolutions de la tension en amont du poste source tout en conservant une action efficace en termes de régulation de tension sur le réseau de distribution et de soutien au réglage secondaire de tension du réseau de transport.

IV.2.3. Conclusion

Les deux stratégies de réglages comparées sont également performantes en terme de contrôle de la tension : elles permettent en effet toutes les deux de conserver la tension dans les limites admissibles, sauf sur les départs non commandables et non observables. Cependant, du fait de stratégies et de moyens mis en œuvres très différents, il existe des différences non négligeables.

Elles sont principalement dues à la différence des objectifs de chaque réglage : maintien de la tension aux nœuds pilotes et présence de moyens de communication pour le D-RCT, et maintien de la tension locale et autonomie pour le RAA.

Ces différences s'expriment en termes de pertes par effet Joule sur le réseau, de mobilisation des réserves de puissance réactive et de robustesse. Elles sont résumées avec d'autres avantages et inconvénients de chaque réglage dans le tableau V.1.

	RAA		D-RCT	
Tenue de tension	++	maintien de la tension dans les limites admissibles	++	maintien de la tension dans les limites admissibles
Pertes en lignes	+	peu de pertes générées	-	plus de pertes générées par l'action à distance des GED
Robustesse	-	perte de la capacité à tenir la tension dans la zone d'influence de la GED perdue	++	prise en compte de la perte d'une GED qui permet de redistribuer la participation au réglage et de tenir la tension
Autres avantages	++	simple à mettre en œuvre (pas de communication)	+	possibilité de tenir la tension en certains nœuds prioritaires
			+	adaptabilité aux stratégies du GRD
	+	autonomie	+	bonne observabilité du réseau
Inconvénients	-	pas de contrôle possible des départs sans production	-	pas de contrôle possible des départs sans production
	-	gestion approximative et peu souple de la puissance réactive	-	difficulté de mise en œuvre (optimisation des nœuds pilotes et réglage des coefficients)

Tableau V.1 : Synthèse de la comparaison entre les réglages RAA et D-RCT

IV.3. Une nouvelle application : le réglage mixte

Les résultats de l'étude comparative du paragraphe IV.2 montrent que le D-RCT et le RAA ont les mêmes qualités du strict point de vue du réglage de la tension, mais sont complémentaires du point de vue des "à côté".

L'idée développée ici est donc de faire cohabiter ces deux modes de réglage sur un même réseau de distribution. Pour cela, trois GED d'une puissance apparente unitaire de

3 MVA sont contrôlées de manière coordonnées par D-RCT, et 12 GED d'une puissance apparente unitaire de 500 kVA sont contrôlées par RAA.

Des premières simulations ont été réalisées dans ces conditions, mais les résultats de celles-ci ne sont que partiels puisque la topologie du réseau a changé et le D-RCT n'a pas été adapté à ce jour. La figure V.23 montre le profil de tension et les pertes avec le scénario de forte charge pour les trois réglages : D-RCT, RAA, et réglage mixte. Cependant, bien que non optimaux, ces résultats restent cohérents et montrent que la tension est mieux réglée avec le réglage mixte qu'avec l'un ou l'autre des réglages initiaux.

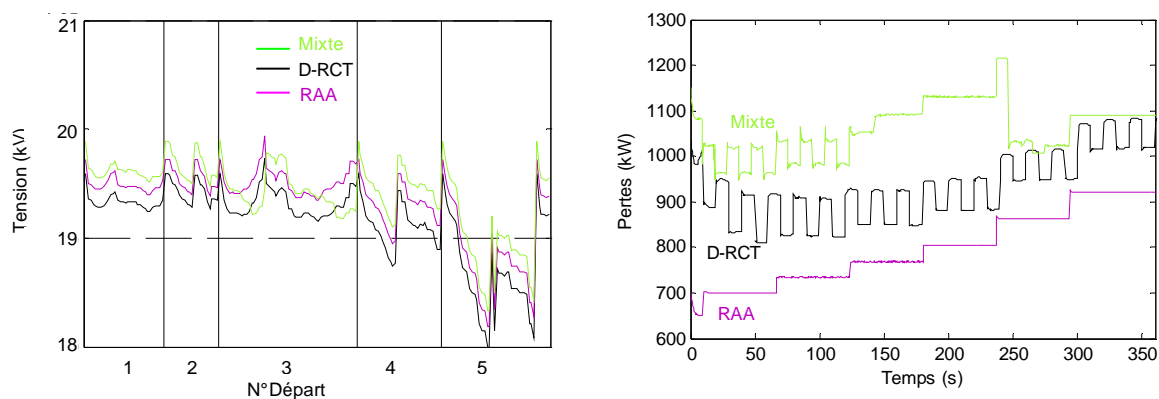


Figure V.23 : Profils de tension et pertes à forte charge

Le profil de tension et les pertes peuvent être améliorés par rapport à la figure V.26 par une nouvelle optimisation des noeuds pilotes et des consignes de tension pour ceux-ci dans le cas du D-RCT et du réglage mixte en tenant compte des nouvelles GED implantées pour cette dernière étude.

Il semble donc que le réglage mixte soit une stratégie intéressante à étudier et à développer.

V. CONCLUSION

Les quelques simulations présentées et analysées dans ce chapitre ont mis en évidence les capacités du D-RCT à réguler de manière fiable et précise la tension sur les réseaux de distribution comportant des productions décentralisées, ainsi que le soutien que celui-ci peut apporter au réglage secondaire de tension sur le réseau de transport en lissant la demande de puissance réactive au niveau du poste source.

Ces mêmes simulations ont également montré les limites et inconvénients du D-RCT, principalement en termes de pertes Joules engendrées et de difficultés de mise en œuvre optimale. En effet, la qualité et l'intérêt de ce mode de réglage de tension sont très étroitement liés à la finesse de réglage des différents coefficients de l'optimisation de consignes, à la précision de l'OPF, et à la pertinence du choix des nœuds pilotes.

La comparaison avec un réglage de tension de type local confirme ces résultats et suggère l'étude d'une nouvelle stratégie de réglage de tension mixte pour les réseaux de distribution du futur comportant de nombreuses GED dont les puissances s'étalent sur une large plage.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

L'introduction, d'abord discrète, puis de plus en plus massive, de production décentralisée sur les réseaux de distribution remet en cause à moyen terme le schéma d'exploitation traditionnel des réseaux HTA. Nous nous sommes tout particulièrement intéressé dans cette thèse aux problèmes liés à la tension. Ceux-ci sont d'autant plus complexes à résoudre que les sources d'énergie amenées à se connecter sur les réseaux de distribution sont nombreuses et variées.

L'objectif de cette thèse était donc, partant de la constatation qu'aucun moyen de réglage de tension n'existe actuellement en aval des postes sources, de proposer une méthode de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive adaptée pour faire face à ces nouvelles difficultés. Les GED devront également être capables de fournir des services système de tension pour augmenter leur rentabilité. La solution développée et mise en œuvre passe par une mutualisation des capacités de réglage des GED et le concept innovant de centrale virtuelle, qui permet d'élargir cette mutualisation à la gestion et la commercialisation de la production de puissance active.

Nous avons donc mis au point et validé une stratégie de réglage de tension performante et adaptable aux besoins des gestionnaires de réseaux de distribution inspirée du réglage secondaire coordonné de tension implanté par EDF dans le réseau de transport du nord-ouest de la France depuis quelques années. En effet, le D-RCT peut adapter le poids relatif des objectifs et des contraintes, ainsi que le point de

fonctionnement en fonction de stratégies de gestion particulières de la centrale virtuelle ou du GRD. Ainsi, les GED peuvent participer de manière fiable et précise, avec une optimisation de leur consigne de tension, au réglage de la tension en aval du poste source et à la compensation locale de l'énergie réactive, ceci grâce aux caractéristiques suivantes :

- fonction d'optimisation multi – objectif (tensions aux nœuds pilotes et aux GED, production de réactif) pour le calcul des consignes de tension des GED;
- nœuds pilotes sélectionnés de manière optimale pour rendre le D-RCT plus efficace et plus économique;
- adaptation automatique des objectifs de l'optimisation en fonction de l'état du réseau;
- réduction des pertes par OPF basé sur une estimation prévisionnelle de la charge;
- architecture à base d'agents intelligents permettant une bonne souplesse d'utilisation.

Nous avons également montré la capacité de la centrale virtuelle équipée du D-RCT à fournir des services systèmes sur la tension qui pourront être contractualisés avec le GRT *via* le GRD, en particulier par un soutien au réglage secondaire de tension du transport.

Enfin, un ensemble de simulations numériques non temps–réel du fonctionnement du D-RCT appliqué à un réseau de distribution test dans des conditions réalistes, et une comparaison avec d'autres stratégies de réglage, ont permis une première validation de ce mode de réglage de tension dans les réseaux de distribution. Ils ouvrent également de nouvelles voies de recherche concernant la problématique étudiée.

Il ressort donc de ce travail de recherche une solution potentiellement intéressante pour préparer l'introduction à grande échelle de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. Cependant, le D-RCT reste imparfait, et certaines de ses

caractéristiques doivent encore évoluer. Les principales voies à explorer dans ce sens sont les suivantes :

- une meilleure gestion de l'énergie réactive peut être obtenue grâce à une coordination avec les régulateurs en charge et bancs de capacités quand ils sont présents;
- l'ajout d'un critère sur les pertes Joule dans la fonction objectif de l'optimisation des nœuds pilotes devrait permettre de réduire les pertes. Il serait également intéressant d'étudier le remplacement du critère actuel sur la puissance réactive par un critère sur les pertes Joules;
- l'utilisation en secours de la puissance active pour le réglage de tension en situation critique pourrait garantir une meilleure sécurité du réseau, par exemple en corrigeant une surtension par une baisse de la production de puissance active;
- une stratégie de gestion technico-économique globale de la centrale virtuelle doit être étudiée pour en améliorer la rentabilité, notamment par application d'une stratégie de réglage de tension mixte coordonné – local;
- dans le cas d'une centrale virtuelle à grande échelle, il serait également intéressant d'étudier le problème du réglage de fréquence pour améliorer l'offre en termes de services système.

D'autre part, les résultats présentés dans ce mémoire proviennent de simulations numériques non temps – réel. Une validation de ceux-ci sur micro – réseau analogique ou sur un simulateur temps – réel serait un atout pour confirmer la faisabilité du D-RCT.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [ABB-02] H. Abbas, R. Starker, "The Pareto differential evolution algorithm", International Journal on Artificial Intelligence Tools, Vol. 11, N° 4, 2002.
- [BAR-03] V. Barichard, "Approches hybrides pour les problèmes multiobjectifs", Thèse de doctorat de l'Université d'Angers, 2003.
- [BOR-93] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique D 4 090, 1993.
- [CAI-04] R. Caire, "Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2004.
- [CAN-00] J.-F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [CAN-04] C. Canizares, C. Cavallo, M. Pozzi, S. Corsi, "Comparing secondary voltage regulation and shunt compensation for improving voltage stability and transfert capability in the Italian power system", Electric power system research, Vol. 73, issue 1, 2004.
- [CON-94] A. Conejo, J.I. de la Fuente, S. Göransson, "Comparison of alternative algorithms to select pilot buses for secondary voltage control in electric

- power networks", IEEE 7th Mediterranean Electrotechnical Conference Proceedings, vol.3, 1994.
- [CON-96] A. Conejo, M. Aguilar, "A nonlinear approach to the selection of pilot buses for secondary voltage control", IEE proceedings – Power systems control and management, Conf. publi. No. 421, 1996.
- [EDF-05] "Description physique du réseau public", Référentiel technique NOP-RES_46E, EDF, 2005.
- [EDF-06] Site Internet d'EDF Distribution :
<http://www.edfdistribution.fr/60013i/LedistributeurEDF/Ladistributiondelectricite/Laviedureseau/Lesouvrages.html>
- [EN - 00] "EN 50610 (NF C02-160) : caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution", Union Technique de l'Electricité et de la communication (UTE), France, 2000.
- [ERE-00] M. Eremia, J. Treca, A. Germond, "Réseaux électriques, aspects actuels", Editura Tehnica, Bucarest, Roumanie, 2000.
- [EUR-04] EDF-TRACTEBEL, Notes de release version 4.3 du logiciel EUROSTAG, 2004.
- [IEEE-03] "IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems", IEEE Standard 1547, 2003.
- [ILI-88] M. Ilic-Spong, J. Christensen, K. L. Eichorn, "Secondary voltage control using pilot point information", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, may 1988.
- [JAN-03] S. Jäntti, "CODGUNet final report", Oy Merinova Ab, Vaasa, Finlande, 2003.
- [JEN-00] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "Embedded Generation", The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000.

- [JO-86] "Arrêté" du 29 mai 1986 relatif aux tensions de première catégorie des réseaux de distribution d'énergie électrique", Journal Officiel de la République Française du 25 juin 1986.
- [JO-03] "Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique", NOR INDI0301276A, Journal Officiel de la République Française du 19 avril 2003.
- "Arrêté du 22 avril 2003 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique", NOR INDI0301379A, Journal Officiel de la République Française du 7 mai 2003.
- [JOO-00] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services", IEEE PES Summer Meeting, Seattle, Washington, USA, 2000.
- [KUN-94] P. Kundur, "Power system stability and control", McGraw, Hill, Inc., New-York, USA, 1994.
- [LAS-87] P. Lascaux, R. Théodor, "Analyse numérique matricielle appliquée à l'art de l'ingénieur", Paris, Masson, 1997.
- [LAS-02] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto, "The CERTS MicroGrid concept", California energy commission, Berkeley, California, USA, 2002.
- [LEF-00] H. Lefebvre, D. Fragnier, J.-Y. Boussion, P. Mallet, M. Bulot, "Secondary coordinated voltage control system: feedback of EDF", IEEE PES Summer Meeting, Vol. 1, Seattle, Washington, USA, 2000.

- [MAS-04] R. Massé, "Comment se sont-ils électrifiés? Deux études de cas de politique nationale d'électrification : France, Etats-Unis", Collection Etudes et Travaux, série en ligne n°3, Edition du Gret, France, 2003.
- [MAT-03] C. Materazzi-Wagner, H. Reisinger, R. Belhomme, D. Lefebvre, B. Ernst, "Long term perspectives for DG in Europe", 2003.
- [MUL-03] B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique D 4 005, 2003.
- [NU-98] Nations Unie, "Protocole de Kyoto à la Convention – Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques", 1998.
- [PEC-03] J. Peças Lopes, J. Tomé Saraiva, N. Hatzargyriou, N. Jenkins, "Management of MicroGrids", JIEEC2003, Bilbao, Portugal, 2003.
- [POP-94] D. Popovic, M. Calovic, V. Levi, "Voltage reactive security analysis in power systems with automatic secondary voltage control", IEE proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, No. 3, 1994.
- [RAD-06] D. Radu, Y. Bésanger, "A multi-objective genetic algorithm approach to optimal allocation of multi-type FACTS devices for power system security" IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebec, Canada, 2006.
- [RAM-06] G. Rami, "Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution", Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [RIC-06] O. Richardot, A. Viciu, Y. Bésanger, N. Hadjsaïd, C. Kieny, "Coordinated voltage control in distribution networks using distributed generation", IEEE PES Transmission and Distribution, Dallas, Texas, USA, 2006.
- [RTE-04] "Mémento de la sûreté du système électrique", édition 2004 :
http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie_public/annu_memento.jsp

-
- [RUS-95] S. Russell, P. Norvig, "Artificial intelligence, a modern approach", Prentice-Hall, Inc., Upper Saddle River, New Jersey, USA, 1995.
- [SAN-96] J. Sancha, J. Fernandez, A. Cortés, J. Abarca, "Secondary voltage control: analysis, solutions and simulation results for the Spanish transmission system", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, 1996.
- [SUR-05] C. Surdu, L.-G. Manescu, Y. Bésanger, N. Hadjsaïd, C. Kieny, "La centrale virtuelle: un nouveau concept pour favoriser l'insertion de la production d'énergie décentralisée dans les réseaux de distribution", la Revue 3EI, No 40, 2005.
- [SUR-06] C. Surdu, L.-G. Manescu, O. Richardot, Y. Bésanger, N. Hadjsaïd, G. Malarange, L. Schmitt, C. Kieny, "On the interest of the virtual power plant concept in the distribution networks", CIGRE, 41^{ème} session biennale, C6-301, Paris, France, 2006.

ANNEXES

I. INTERFAÇAGE EUROSTAG[®] – MATLAB[®]

L'utilisation conjointe de deux logiciels ne peut se faire qu'avec des moyens de communication adaptés. Le support de communication utilisé dans notre cas est imposé par la structure d'Eurostag[®]. En effet, les données d'entrée comportant les caractéristiques du réseau et des machines, les paramètres des macroblochs, et les évènements dynamiques de la simulation sont stockés dans des fichiers ASCII; de même que les sorties (mesures utilisées par Matlab[®], ainsi que le contenu des courbes à afficher). Ceci permet de transférer les informations entre les différents modules d'Eurostag[®]. Ce sont ces mêmes fichiers ASCII qui pourront être utilisés sous Matlab[®].

Il est en effet possible avec Matlab[®] d'écrire et de lire à volonté dans ces fichiers, ce qui permet de modifier à chaque interruption de simulation les consignes de tension ou tout autre élément de la phase suivante de simulation (événement, paramètre, sauvegarde de données, etc.). Cela permet également de lire les résultats de la simulation.

Cependant, ce fonctionnement implique une communication discrète entre Matlab[®] et Eurostag[®] puisque ce dernier ne peut pas modifier les fichiers ASCII en cours de simulation. Cette restriction n'est cependant pas gênante dans notre cas car le RCT ne nécessite qu'une intervention ponctuelle toutes les dix secondes dans la simulation.

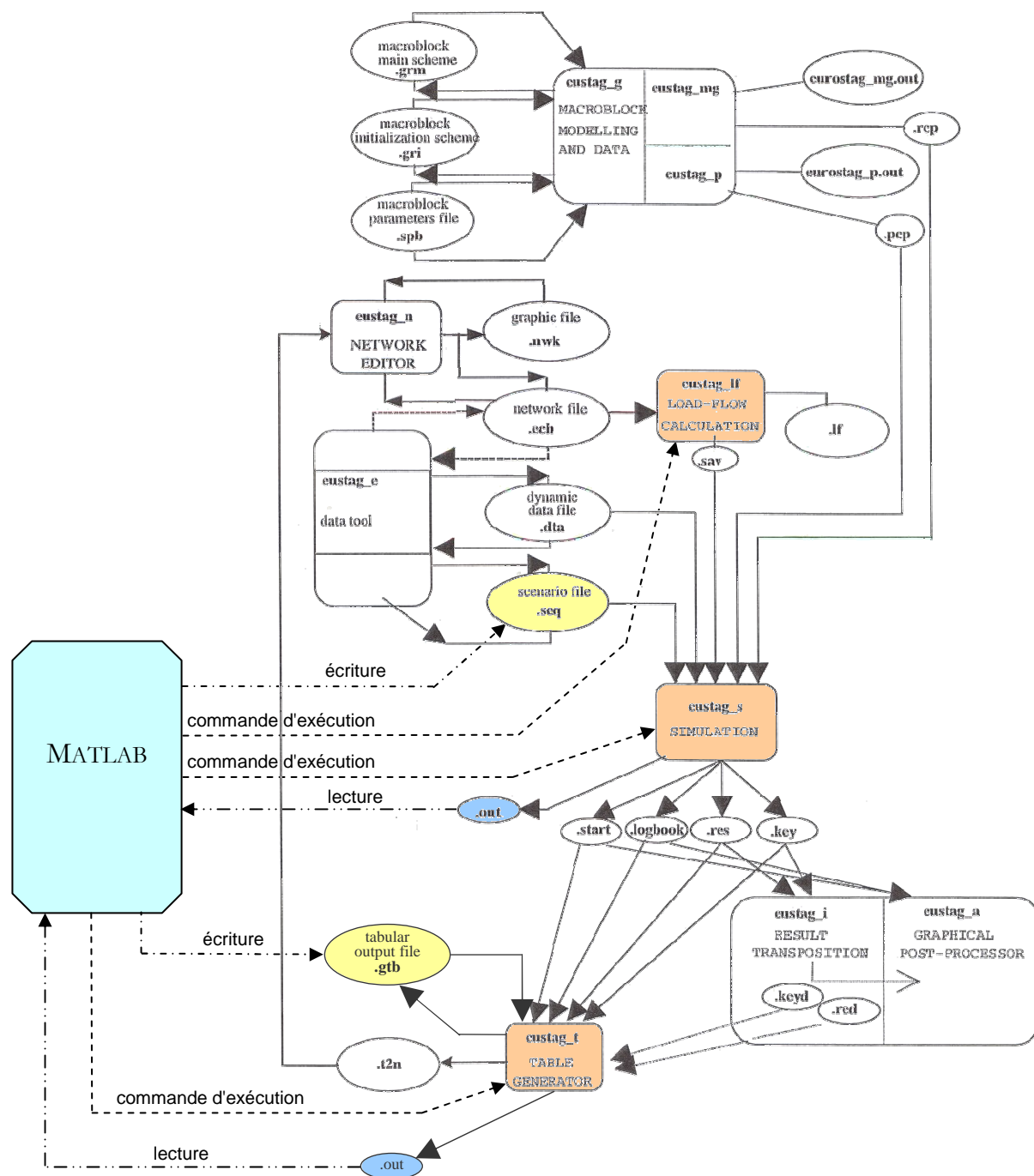


Figure A.1: Synoptique des communications entre Matlab® et Eurostag®

II. LE RESEAU TEST

Le réseau de distribution qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui comporte 189 nœuds, 103 charges et un poste source. Celui-ci est connecté via un tronçon de réseau de répartition à un nœud du réseau de transport standard IEEE-New-England 39 nœuds qui alimente les charges HTA lorsque aucune GED n'est connectée, ou qui assure le complément de fourniture d'énergie active et réactive.

a. Longueur des départs

	DEPART N°1	DEPART N°2	DEPART N°3	DEPART N°4	DEPART N°5
artère principale	7.6 km	4.3 km	10.6 km	6.2 km	9.1 km
longueur totale	12.2 km	6.9 km	21.9 km	11.1 km	17.8 km

b. Caractéristiques des lignes

Les segments de lignes sont désignés par le nom du nœud de départ et le nom du nœud d'arrivée, le nœud BB20 désigne le jeu de barre 20 kV du poste source. Dans la numérotation des segments, à chaque centaine correspond un départ.

Segment	R (Ω)	X (Ω)	Long. (m)	Segment	R (Ω)	X (Ω)	Long. (m)
BB20 100	0,017	0,017	20	207 219	0,052	0,017	46
100 101	1,645	0,201	3418	219 220	0,017	0,017	11
101 102	0,069	0,069	137	220 221	0,468	0,381	643
102 103	0,225	0,277	445	221 M221	0,014	0,007	10
103 104	0,191	0,208	360	BB20 300	0,017	0,017	20
104 105	0,121	0,121	213	300 301	0,364	0,054	955
105 106	0,104	0,052	314	301 302	1,351	0,455	802
106 107	0,121	0,069	367	302 303	0,71	0,242	388
107 108	0,139	0,052	384	303 304	0,364	0,121	207
108 109	0,312	0,139	877	304 305	0,381	0,016	269
101 113	0,277	0,277	490	305 306	0,121	0,087	169
113 114	0,069	0,035	65	306 307	0,104	0,052	105
114 115	0,364	0,208	426	307 308	0,121	0,069	120
115 116	0,294	0,381	137	308 309	1,005	0,572	942
116 M116	0,014	0,007	10	309 310	0,52	0,398	682
114 117	0,02	0,02	33	310 311	0,104	0,087	136
117 118	0,035	0,017	25	311 312	0,624	0,26	1105
102 119	0,069	0,087	62	312 313	2,234	1,507	1233
119 120	0,069	0,035	63	313 314	0,052	0,017	34
119 M119	0,014	0,007	10	314 315	0,918	0,294	512
103 121	0,069	0,017	42	315 316	2,286	0,797	1404
121 122	0,012	0,035	75	316 317	0,242	0,121	698
122 123	0,831	0,294	494	317 318	1,697	0,416	774
123 124	0,364	0,139	223	301 319	0,121	0,035	71
124 125	0,987	0,312	546	319 320	0,294	0,087	171
125 M125	0,014	0,007	10	320 321	0,191	0,052	112
123 127	0,052	0,017	32	321 322	0,468	0,191	266
125 126	0,416	0,121	226	322 323	0,727	0,398	685
104 M104	0,014	0,007	10	323 M323	0,014	0,007	10
105 M105	0,014	0,007	10	322 324	1,264	0,45	746
105 128	0,225	0,104	670	319 325	0,641	0,225	380
128 129	0,173	0,069	495	325 326	1,005	0,329	564
129 130	0,069	0,035	229	326 M326	0,014	0,007	10
109 131	0,208	0,052	295	326 327	0,242	0,121	229
109 110	2,667	0,156	286	303 328	0,087	0,052	89
110 111	0,52	0,173	291	328 329	0,433	0,225	490
111 112	0,814	0,242	458	304 330	0,398	0,121	225
BB20 200	0,017	0,017	20	330 331	0,364	0,121	203
200 201	0,017	0,017	150	331 332	0,017	0,017	6
201 202	0,052	0,003	210	331 333	0,035	0,017	22
202 203	1,438	0,485	800	305 334	0,087	0,052	76
203 204	0,139	0,035	79	334 335	0,139	0,069	125
204 205	1,732	0,572	954	335 336	0,277	0,139	262
205 206	0,242	0,069	144	306 337	0,71	0,242	168
206 207	0,52	0,173	298	337 338	0,208	0,104	188
207 208	0,52	0,173	311	338 339	0,953	0,381	643
208 209	1,057	0,381	624	339 340	0,71	0,329	558
209 210	0,121	0,069	341	338 341	0,069	0,017	43
210 211	0,433	0,191	327	309 342	0,087	0,035	75
211 M211	0,014	0,007	10	342 M342	0,014	0,007	10
201 M201	0,014	0,007	10	310 343	0,849	0,312	506
202 212	0,606	0,208	337	343 344	0,052	0,017	33
212 213	0,866	0,277	479	311 345	0,017	0,017	22
204 214	0,242	0,069	132	312 346	0,52	0,173	49
214 215	0,554	0,173	307	314 347	3,377	1,126	1867
205 216	0,035	0,017	19	347 348	0,191	0,069	110
206 217	0,537	0,173	294	348 349	1,247	0,416	693
217 218	0,502	0,173	294	349 350	0,017	0,017	15
218 M218	0,014	0,007	10	315 351	0,104	0,035	58

351	352	0,104	0,017	60		503	504	0,104	0,069	474
316	354	0,156	0,087	462		504	505	0,087	0,052	286
354	355	0,087	0,052	286		505	M505	0,014	0,007	10
355	356	0,814	0,381	780		406	505	0,364	0,485	966
356	M356	0,014	0,007	10		505	506	0,087	0,035	281
BB20	400	0,017	0,017	20		506	507	0,589	0,416	708
400	401	0,485	0,727	1399		507	508	0,312	0,294	480
401	402	0,312	0,485	802		508	509	0,052	0,052	74
402	403	0,416	0,641	1075		509	510	0,035	0,035	69
403	404	0,139	0,208	361		510	511	0,381	0,364	611
404	405	0,052	0,069	134		511	512	0,104	0,087	172
405	406	0,078	0,121	219		512	513	0,035	0,035	64
406	407	0,52	0,242	392		513	514	0,139	0,121	211
407	408	0,069	0,017	51		514	515	0,52	0,52	419
408	409	0,433	0,191	319		515	516	0,139	0,139	240
409	410	0,26	0,104	182		516	517	0,069	0,035	36
410	411	0,45	0,139	249		517	518	1,438	0,485	802
411	412	0,762	0,26	425		518	M518	0,014	0,007	10
412	413	0,52	0,139	266		518	519	0,052	0,017	30
413	414	0,554	0,191	310		507	520	0,069	0,017	33
414	M414	0,014	0,007	10		520	M520	0,014	0,007	10
413	415	0,208	0,069	120		516	521	0,485	0,468	734
401	416	0,035	0,017	33		508	522	0,104	0,017	44
416	417	0,121	0,069	111		509	523	0,502	0,173	278
402	418	0,069	0,017	34		523	524	0,035	0,017	21
418	419	0,242	0,069	128		523	525	0,831	0,277	456
404	420	0,069	0,017	42		510	526	0,035	0,104	172
405	421	0,572	0,156	321		526	527	0,208	0,069	113
421	422	0,727	0,242	402		511	528	0,191	0,087	134
422	423	0,398	0,139	219		528	529	0,173	0,069	132
422	424	0,779	0,26	423		528	530	0,121	0,017	74
424	M424	0,014	0,007	10		512	531	0,035	0,017	17
423	425	0,416	0,139	230		531	532	0,069	0,017	40
422	426	0,294	0,156	292		532	533	0,121	0,035	69
406	427	0,485	0,173	311		513	534	0,173	0,346	74
407	428	0,139	0,035	80		515	535	0,069	0,052	89
428	429	0,087	0,017	49		535	536	0,052	0,035	97
408	430	1,386	0,45	773		516	537	0,589	0,208	353
347	430	1,091	0,364	609		537	M537	0,014	0,007	10
410	431	0,953	0,312	534		BB20	550	0,017	0,017	20
411	432	0,052	0,017	31		550	551	0,849	1,126	2317
432	433	0,035	0,017	90		551	552	0,346	0,173	990
433	M433	0,121	0,014	10		552	553	0,069	0,035	205
BB20	500	0,017	0,017	20		553	554	0,121	0,069	555
500	501	0,468	0,364	2153		504	554	0,208	0,087	581
501	502	0,225	0,156	1026		552	555	0,069	0,035	67
502	503	0,208	0,156	983						

c. Topologie du réseau test

La figure A.2 présente un schéma topologique du réseau test utilisé pour les études menées dans cette thèse. Les noms des nœuds y sont reportés ainsi que l'emplacement du poste source.

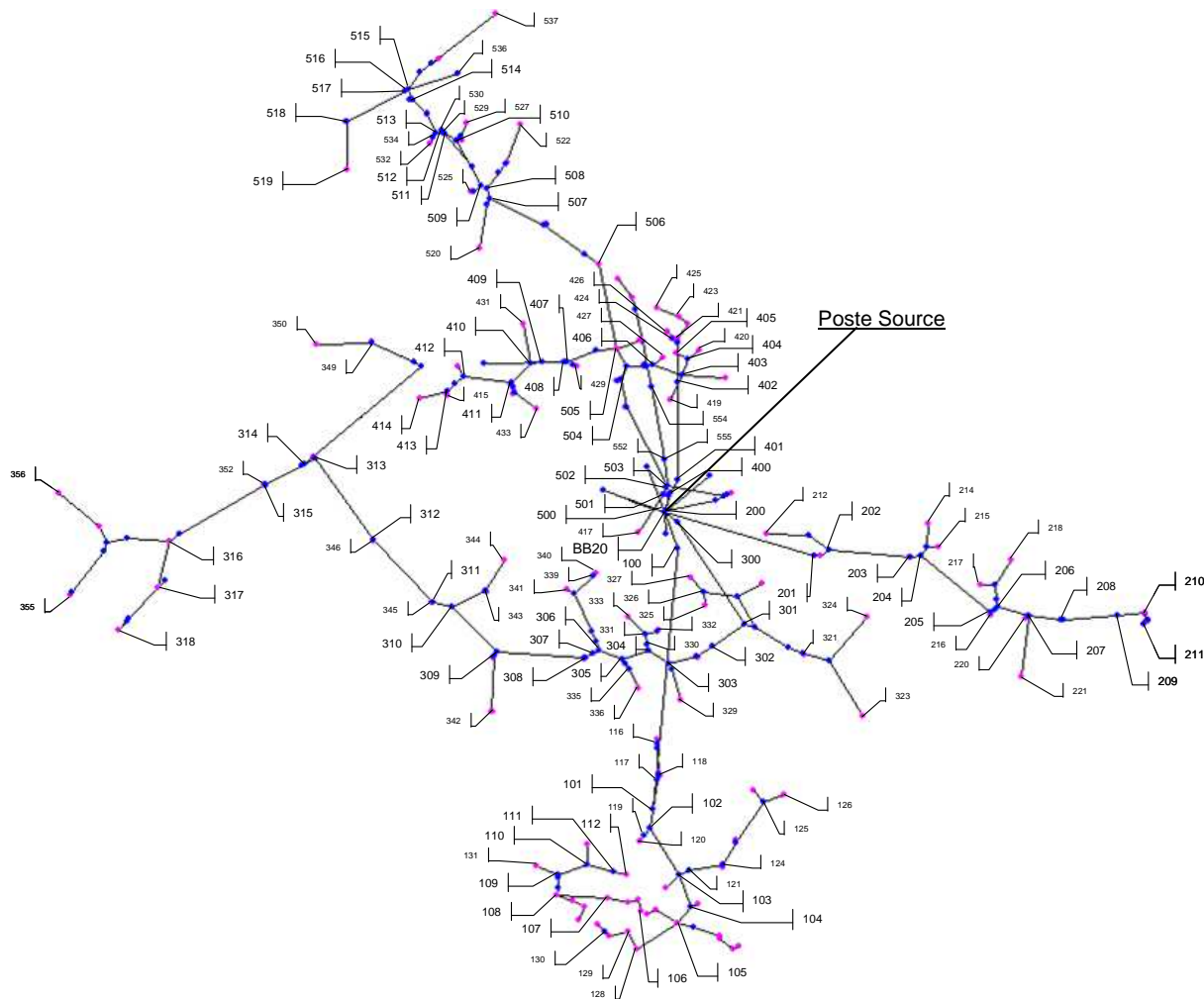


Figure A.2: Topologie du réseau test

III. MODELISATION DES GED

a. La ferme éolienne

Il s'agit d'une ferme mixte d'une puissance installée totale de 5 MW. Elle est composée de machines asynchrones directement reliées au réseau par un transformateur élévateur (figure A.3), pour une puissance installée de 2 MW, et de machines synchrones connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance (figure A.4), pour une puissance installée de 3 MW.

Les aérogénérateurs tirent du vent une puissance mécanique proportionnelle au cube de la vitesse du vent et dépendant aussi des caractéristiques de la turbine. Certaines éoliennes sont équipées de contrôle d'orientation des pales pour contrôler la puissance active fournie. Ce n'est pas le cas des éoliennes modélisées ici qui débitent le maximum de puissance active sur le réseau.

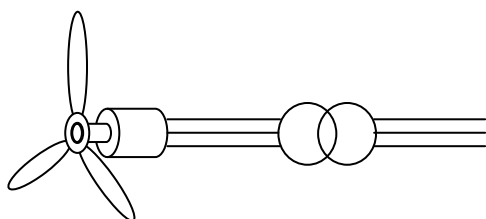


Figure A.3 : Turbine éolienne avec génératrice asynchrone

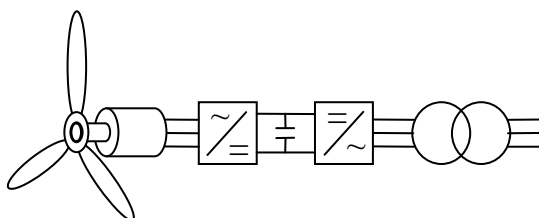


Figure A.4 : Turbine éolienne avec génératrice synchrone et convertisseurs

Les éoliennes utilisant une machine asynchrone sont pilotées en couple par le macrobloc "mod_eoIV" modélisant le comportement dynamique de la turbine en fonction du vent (figure A.7). Elle sont modélisées par une machine unique pilotée par le macrobloc EOL_MAS (figure A.5). Aucun contrôle de tension n'est effectué sur cette machine qui ne peut fournir d'énergie réactive (elle en absorbe beaucoup pour magnétiser le circuit magnétique).

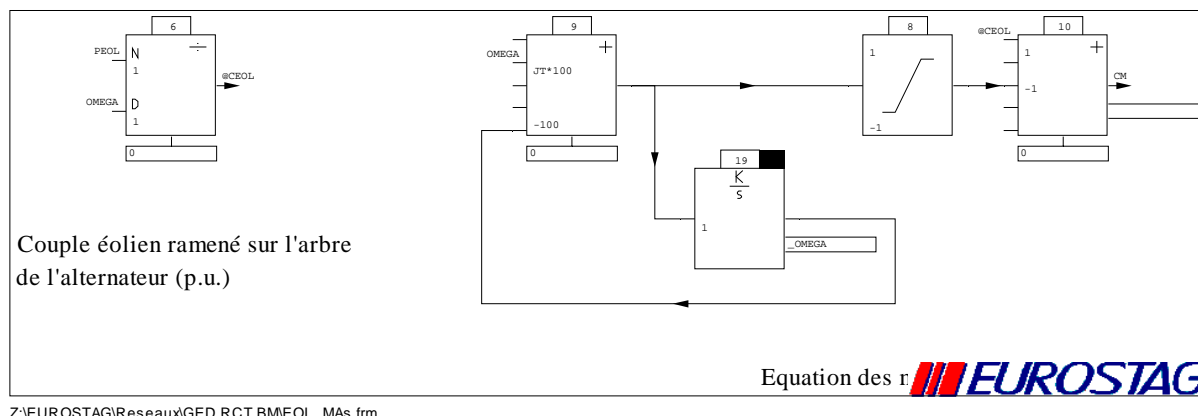
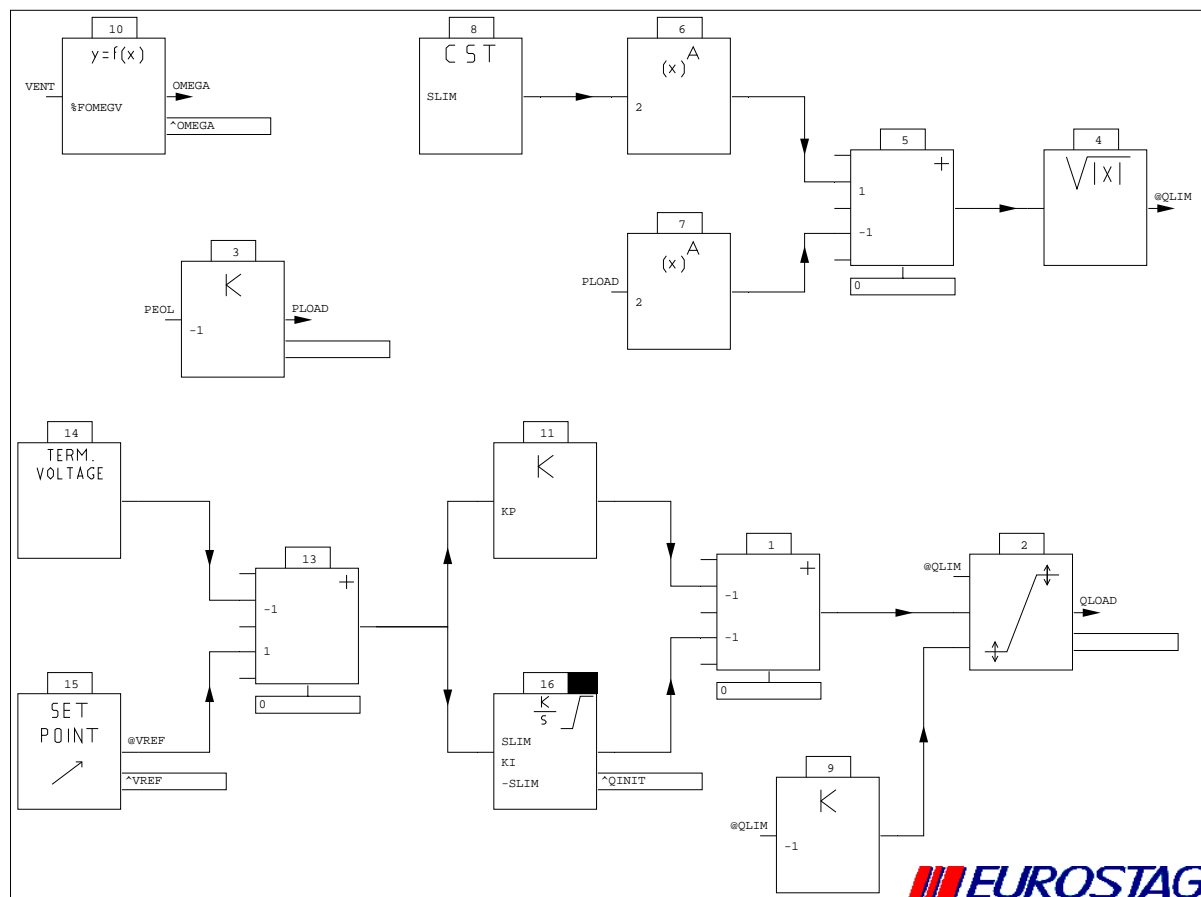


Figure A.5 : *macrobloc EOL_MAs*

Les éoliennes utilisant une machine synchrone sont également pilotées en couple par un macrobloc modélisant l'action du vent sur l'ensemble des masses tournantes (figure A.7). Elle sont modélisées par une machine unique pilotée par la macrobloc "interEOL" (figure A.6). Un réglage de la tension aux bornes du convertisseur est réalisé par un contrôle intégré de la puissance réactive délivrée.



Z:\EUROSTAG\Reseaux\GED RCT BM\interEOL.frm

Figure A.6 : macrobloc interEOL

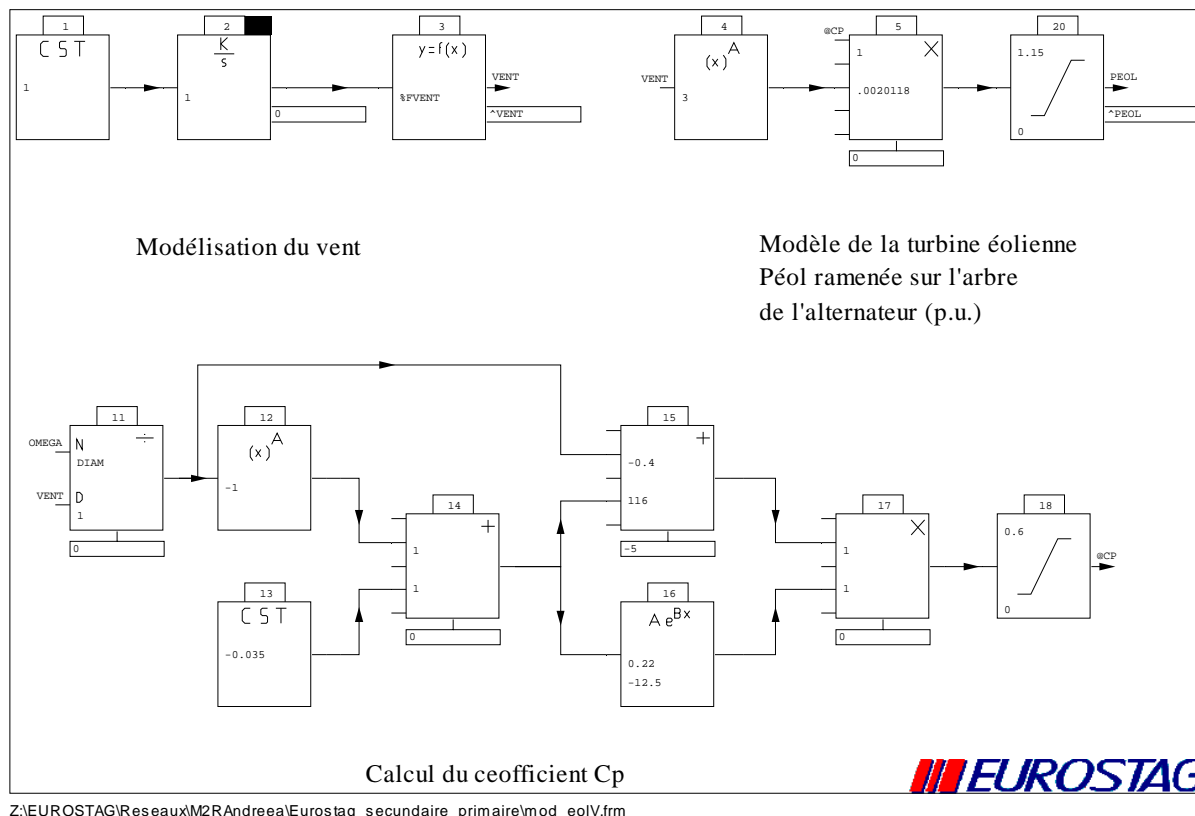


Figure A.7: macrobloc mod_eolV

b. Piles à combustible

La centrale virtuelle étudiée utilise deux groupes de piles à combustible (PAC) (figure A.8) de puissance respective 3.75 MW et 1 MW, modélisées chacune par un injecteur de courant piloté par le macrobloc "interPAC" (figure A.9 qui modélise le comportement dynamique de la PAC et l'électronique de puissance.

Les PAC modélisées sont constituées de plusieurs éléments mis en parallèle. Ces éléments seront modélisés par une source de tension parfaite en série avec la résistance interne des cellules.

La tension continue sera élevée par un hacheur parallèle pour régler la tension du bus continu à $V_0 = 1000$ V, puis transformée par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé en tension alternative de valeur efficace 400 V.

Le stack est composé de 15 éléments mis en parallèle, chaque élément étant constitué de 800 cellules de 950 cm². La caractéristique statique de l'ensemble découle de l'équation de la force électromotrice paramétrée par les pressions du combustible et du comburant et par la température de la pile, et utilisant les équations chimiques écrites à l'équilibre. Le comportement dynamique de la PAC peut être assimilé en première approximation à sa caractéristique statique assortie d'un filtre du premier ordre en négligeant la dynamique des convertisseurs devant celle du stack.

c. Micro – centrales hydrauliques

Les centrales hydroélectriques (figure A.10) qui utilisent des génératrices synchrones de puissance respective 0.9 MW et 2.85 MW sont modélisées par des injecteurs de puissance commandés par le macrobloc "interHYD" (figure A.11) qui modélise le comportement dynamique (hors phénomènes transitoires) de la conduite forcée, de la vanne, et de la turbine hydraulique Pelton.

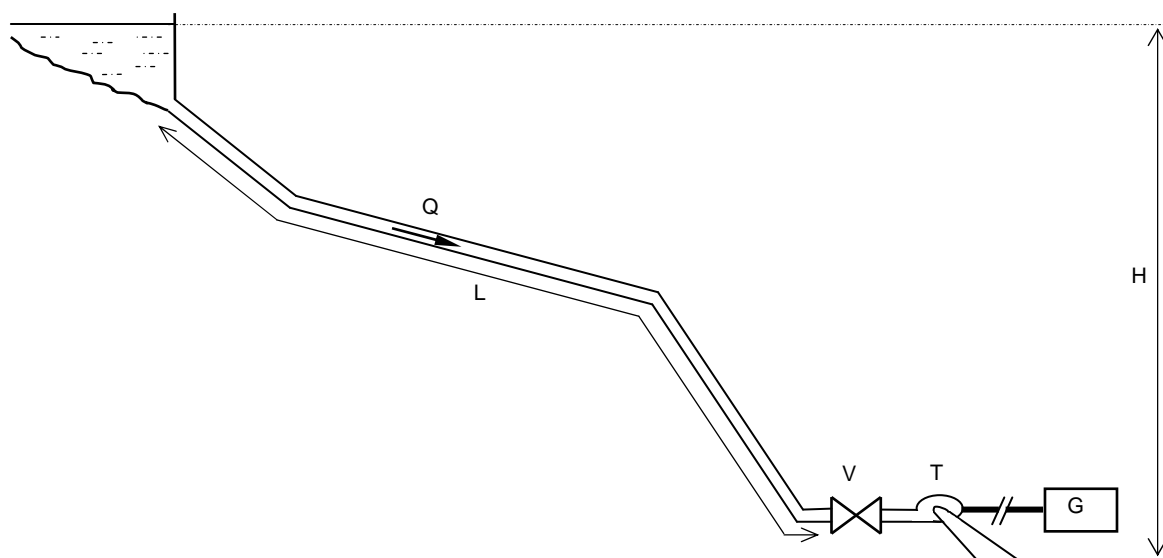


Figure A.10 : Schéma de principe d'une centrale hydroélectrique alimentée par une conduite forcée

La conduite forcée prélève au cours d'eau un débit maximal qui est établi en fonction du débit du cours d'eau mesuré sur une année complète. Elle est modélisée sans perte de charge.

L'ensemble des vannes (sécurité, régulation, admission...) est modélisée par une vanne papillon seule.

Lors de la fermeture brusque d'une vanne, une surpression est engendrée dans la conduite par le passage brusque de la vitesse de l'eau, de sa valeur initiale à zéro. De même, lors de l'ouverture brusque, une dépression est engendrée dans la conduite. Ce phénomène appelé "*coup de bélier*", peut être très destructeur pour la conduite et les équipements annexes. Il faudra donc contrôler l'ouverture et la fermeture de la vanne de manière à éviter le coup de bélier.

La puissance électrique est régulée par action sur l'ouverture de la vanne, celle-ci étant commandée par un correcteur proportionnel agissant sur sa vitesse d'ouverture.

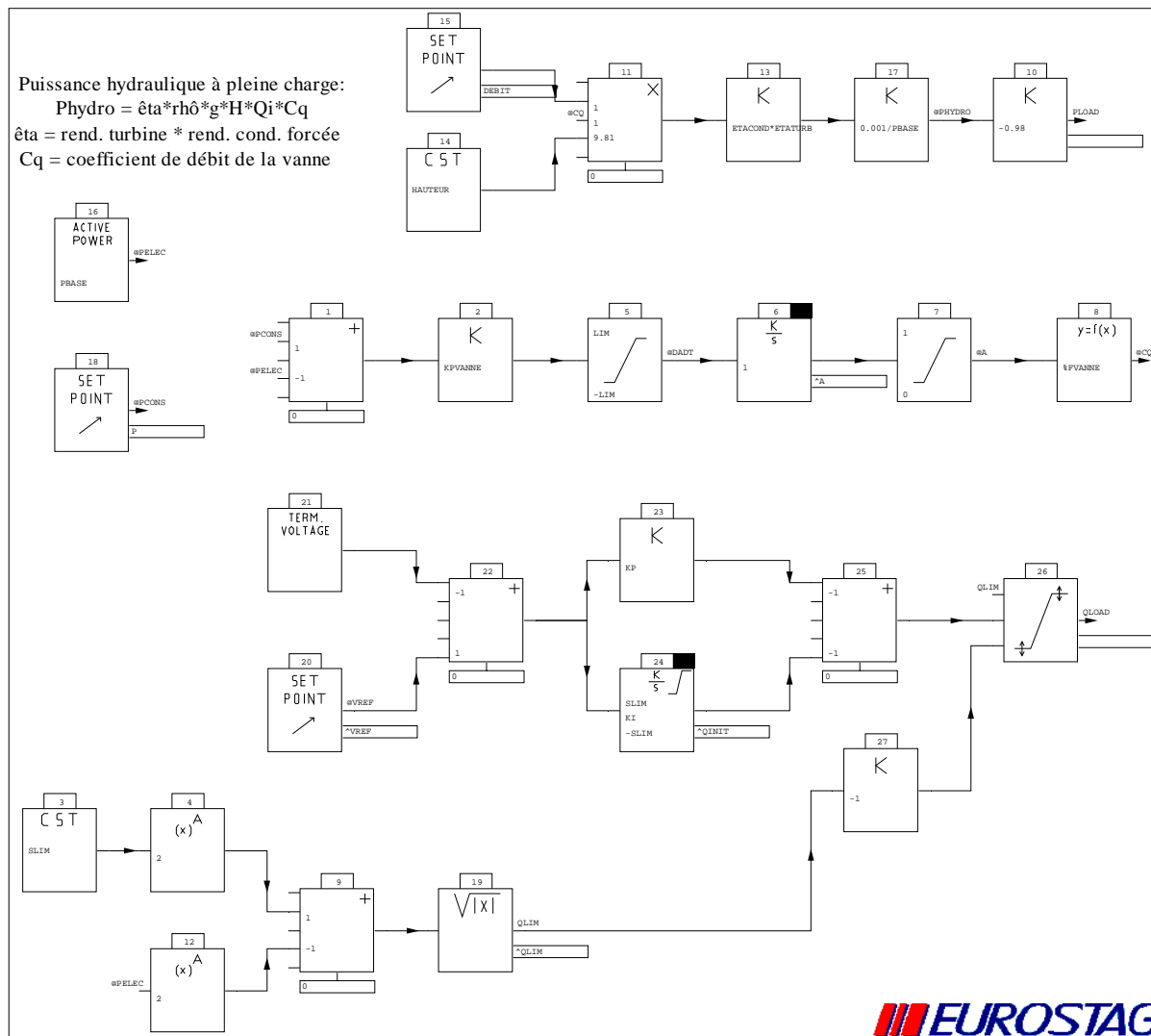


Figure A.11 : macrobloc interHYD

IV. ALGORITHME DU GRADIENT CONJUGUE PRECONDITIONNE

Une matrice carrée M de dimension n et de rang $r < n$ n'est pas inversible. La résolution du système $M \cdot X = N$ n'est alors pas triviale, ce d'autant moins que la matrice M est creuse (ce qui est le cas de la matrice $[(P \cdot B_1)^T \cdot (P \cdot B_1)]$ qui nous intéresse dans le chapitre IV) et donc mal conditionnée.

On appelle conditionnement d'une matrice M le rapport de la plus grande valeur propre de M à sa plus petite valeur propre. Si ce nombre est grand, la matrice M est mal conditionnée, X est alors très sensible à de petites variations de N et ne peut donc pas être calculée avec précision.

De nombreux algorithmes itératifs existent pour calculer X . Nous avons choisi d'utiliser la méthode du gradient conjugué pré – conditionné. Cette méthode se découpe en deux étapes principales.

a. Le pré – conditionnement SSOR d'Evans

Le pré – conditionnement consiste à remplacer le système $M \cdot X = N$ lorsque la matrice M est symétrique (ce qui est le cas de la matrice $[(P \cdot B_1)^T \cdot (P \cdot B_1)]$) par un système équivalent mieux conditionné de la manière suivante :

Notons D la matrice diagonale de M , et E l'opposée de la matrice triangulaire supérieure de M privée de sa diagonale, alors $M = D - E - E^T$. On construit également la matrice $C = [I - D^{-1} \cdot E] \cdot [I - D^{-1} \cdot E]^T$.

On redéfinit le problème sous la forme $A_0 \cdot X = b_0$ avec $A_0 = D^{-1} \cdot M$ et $b_0 = D^{-1} \cdot N$.

b. Algorithme du gradient conjugué

- **initialisation**

$$X_0 = b_0$$

$$r_0 = b_0 - A_0 \cdot X$$

$$p_0 = C^{-1} \cdot r_0$$

$$z_0 = p_0$$

$$i = 0$$

- **boucle itérative**

Tant que $\|r_i\| \geq \varepsilon$ et $i \leq i_{\max}$,

$$\left| \begin{array}{l} \alpha_i = \frac{r_i^T \cdot z_i}{(A_0 \cdot p_i)^T \cdot p_i} \\ X_{i+1} = X_i + p_i \cdot \alpha_i \\ r_{i+1} = r_i - A_0 \cdot p_i \cdot \alpha_i \\ z_{i+1} = C^{-1} \cdot r_{i+1} \\ p_{i+1} = z_{i+1} + p_i \cdot \frac{r_{i+1}^T \cdot z_{i+1}}{r_i^T \cdot z_i} \\ i = i + 1 \end{array} \right.$$

Fin.