



HAL
open science

Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution

Raphael Caire

► **To cite this version:**

Raphael Caire. Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2004. Français. NNT: . tel-00007677

HAL Id: tel-00007677

<https://theses.hal.science/tel-00007677v1>

Submitted on 7 Dec 2004

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.

A mon neveu, Alexandre

« Le mot progrès n'aura aucun sens tant qu'il y aura des enfants malheureux »

Albert Einstein

Remerciements

Cette thèse s'est déroulée au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble en convention CIFRE avec le Groupement d'Intérêt Economique « Imaginer la Distribution Electrique de l'Avenir », entité qui mutualise la recherche d'anticipation sur les réseaux du futur en présence de Génération d'Energie Dispersée entre Electricité de France, Schneider Electric SAS et l'Institut National Polytechnique de Grenoble.

Je tiens à remercier la nouvelle (MM Yves Brunet et Jean Paul Ferrieux) et l'ancienne (MM Jean Pierre Rognon et Gerard Meunier) directions du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble ainsi que l'ensemble de l'équipe SYstème et Réseaux ELectrique (avec comme responsables MM Daniel Roye et Seddik Bacha) pour m'avoir accueilli et formé au passionnant métier du réseau électrique.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail : Ce fut pour moi un grand honneur d'avoir comme président M. Jean Claude Sabonnadière, personne sans qui cette thèse mais aussi le C-Velec, le GIE IDEA et bien d'autres étapes dans ma vie auraient été toutes autres.

La présence du professeur Arun Phadke de l'université de Virginia Tech m'a ravi. En effet, qu'espérer de mieux pour un étudiant en réseau d'avoir « Monsieur Protection » en rapporteur de thèse.

Je remercie aussi ma seconde rapporteuse, la professeur Zita Almeida do Vale, de l'université de Porto, spécialiste en gestion des systèmes de puissance.

Je remercie cordialement le professeur Philippe Auriol (Ecole Centrale de Lyon) pour sa présence en tant qu'examineur et ses questions pertinentes lors de la soutenance.

Je remercie aussi très chaleureusement Pascale Michalak (chef de groupe à EdF R&D) pour sa présence en tant qu'examinatrice ainsi que les nombreux échanges scientifiques et techniques que nous avons eus pendant la thèse lors des diverses réunions de travail et ses remarques expertes et avisées lors de la soutenance.

Je vais bien sûr remercier les trois principaux acteurs scientifiques et techniques sans qui ce travail n'aurait pu se faire. Je citerais tout d'abord mes deux directeurs de thèse :

Je vais commencer par Nouredine Hadjsaid. Plus qu'un mentor pour moi depuis maintenant quatre années, c'est avant tout un ami qui m'a soutenu dans un grand nombre d'épreuves. Il m'a en plus permis de vivre cette belle aventure sur les réseaux en me proposant un sujet exceptionnel, ouvert et intéressant. Tous les mots ou les phrases que je pourrais écrire ici sont loin d'exprimer tout le plaisir que j'ai eu à travailler sous sa direction...

Mes remerciements vont ensuite tout naturellement vers Nicolas Retière. Sa rigueur, et son entêtement face aux problèmes scientifiques m'ont d'abord surpris et m'ont énormément appris. Sa hargne à mettre les problèmes en équations est exemplaire, parfois excessive mais nécessaire dans la une grande majorité des cas. Je ne dirais qu'une phrase simple en conclusion de notre collaboration au début plus que houleuse « Nico, merci pour tout, et surtout ne change rien ! ».

Je n'oublie pas Sylvain Martino. Ingénieur EDF R&D détaché au GIE pendant deux longues mais passionnantes années. Sans lui, ce travail ne ce serait certainement pas achevé. Bien au-delà d'une simple collaboration est née une réelle amitié... Merci à toi marseillais grande gueule et au cœur d'or qui a œuvré pour le GIE sans s'économiser... tu nous as beaucoup manqué une fois parti et tu es dans nos cœurs à jamais.

Je tiens aussi à remercier tout particulièrement tous les techniciens et personnels administratifs du laboratoire avec qui j'ai eu beaucoup de plaisir à échanger des idées, mais aussi des discussions plus informelles et autres riches échanges (café, foot)... Je pense ici tout naturellement à M. Claude Brun (mondialement connu sous le pseudo de Djidji ou renard argenté) que je côtoie avec un infini plaisir depuis presque sept années et toujours prêt pour une ou deux soudures... je pense aussi à Bruno (qui arrive à vous caser derrière son éternel sourire « J'arrive à me supporter et c'est déjà pas mal ! » en réponse au plus

simple « Ca va ? »), à Steph (notre 'ange' gardien, fusétiste de folie), à Joël (le meilleur milieu défensif que je connaisse), à Jacques (grand manitou des manips), à Tom, à Jean... j'en passe et des meilleurs. Je profite aussi de ce passage pour saluer toutes les secrétaires du laboratoire (Danielle, Elise, Jacqueline et Monique mais aussi Florence, Anne-Cath et Julie côté GIE) qui se sont toujours pliées en quatre pour me dépanner quand j'en avais besoin, merci à vous toutes. Je me dois aussi de faire un coup de chapeau spécial au service informatique qui a réussi, contre vents et marées, à créer un système d'une étonnante robustesse tout en gardant une incroyable flexibilité face aux desiderata des différents utilisateurs (merci Co & Vincent et Etienne). A ce propos, je tiens à saluer en particulier le boss : bien qu'on se soit "brassé" une paire de fois, c'est quelqu'un d'extraordinaire, continu comme ça Patrick, change rien !

Après avoir remercié les techniciens du laboratoire, je ne saurais continuer ces remerciements sans saluer aussi les techniciens de l'école avec tout d'abord Capone le peintre et Eric le plombier... sans oublier Jérôme l'électricien, Gérard et Cantin. Merci à tous pour les échanges qu'on a pu avoir sur la phaseritte, l'électrification d'un appartement ou même les sorties des vélos clubs isérois... Je veux aussi ici exprimer un grand merci pour les échanges avec Patrick Guillot sur la vie et le reste...

Je me dois aussi (sans contraintes et avec beaucoup de plaisir), de toucher deux mots concernant les autres membres du GIE. Tous embarqués sur la même galère, on a dû voguer sur ce « régime transitoire qui paraît interminable ». Merci à tous pour vos conseils avisés. Une mention spéciale à Christophe Andrieu, grand spécialiste reconnu par moi-même (mais pas que) sur les réseaux électriques, les logiciels de simulation type EMTP, merci à toi pour tout ce que tu m'as apporté, quelquefois même sans le savoir...

Un grand merci aux différents permanents chercheurs et enseignants-chercheurs qui hantent les couloirs du LEG et la kFet IEG. Après avoir longuement pensé qu'il n'y avait presque que des individualistes aigris dans le laboratoire, j'ai découvert, petit à petit, qu'il y avait aussi des « vrais » chercheurs qui ont compris que l'échange et le partage de leurs connaissances faisaient parties intégrantes de leur travail et du bien de tout un chacun (Kéké me paraît en être le meilleur exemple dans le bon sens... à bon entendeur...).

Je vais me permettre aussi de personnaliser quelque peu ces remerciements pour mes « collègues » du labo. Il me paraît alors nécessaire de sectionnaliser un tant soit peu mes remerciements.

Je vais commencer, antériorité oblige, par les très vieux. Disons ceux qui partaient lorsque je suis arrivé et qui ont égaillé le début de ma thèse. Je pense en particulier à Gérald, Kérim et Jean-François... ce sont eux les premiers qui m'ont expliqué les méandres du LEG, me permettant de me sauver bon nombre de fois de mauvaises passes.

Puis je vais citer Jimmy, Martin, Guigui, Yvan et CCM que je considère comme mes Amis avec un grand A. Ils sauront, à la lecture de cette phrase, tout ce que cela représente pour moi.

Parmi mes compères de promo, véritable compagnons de route, je pense tout particulièrement à Gilles Debiens (à qui je souhaite, une fois de plus, tout le bonheur du monde à lui et à sa femme Maya et à ses deux petites + 1), à Alban Marino (extraordinaire garçon culotté comme pas deux), Sébastien Gréhant et Gazelle (le montagnard-chercheur le plus extravagant que j'ai connu, ancien colocataire qui m'est très cher), Damien Thirault (prénomé Mister Fourious et c'est pas pour rien !) et p'tit Lolo...

Parmi les plus jeunes, il existe quelques mentions spéciales pour la bonne humeur et l'esprit de groupe qui est né ici bas, je vais commencer naturellement par Miguel Angel Fontela (mon stagiaire DEA puis ami pour la vie ! c'est lui qui m'a enseigné les quatre accords toltèques et c'est pas peu dire... sans lui non plus, ce travail ne ce serait certainement pas achevé), puis parlons alors des p'tits : Valdo, RV, Kiki, Franck, Mariya, Nataliya, Malik, Guillaume, Vince, Farid, Manuela (merveilleuse élève/danseuse de salsa), Vania, Venko et les autres que j'aurais pu oublier (ils savent de toute façon à quel point ils comptent pour moi)... merci pour votre bonne humeur... et d'autres moments plus « intimes »...

Je n'oublie sûrement pas les « nonLEG ». Véritables soutiens pendant les passages les plus durs de ma thèse, ils ont été mes piliers pour achever ce travail. Je vais commencer par Emmanuel Vernet (fumeur de cigare, et ami pour la vie), Dave & Nico & Néné (mes Collègues de Digne), les Zozos, Raf (l'autre raph, charmeur devant l'éternel et bientôt professionnel de salsa), les Collègues du C-VELEC (STL, BenJ, Mototof...), Aude (mia amore), Sylvie B., Sylvie C., Raphie, Evelyne, Françoise, Sandrine, Amandine, Noélie et tous les autres que j'aurais pu oublier mais qui resteront dans mon cœur...

Je tiens à remercier aussi très chaleureusement le Dr Jean-Christophe Crébier. Homme de talent et homme de cœur, il est de ceux qui pensent que les relations humaines et l'analyse permettent de faire évoluer, devrais-je dire de faire grandir, les autres. J'ai eu un immense plaisir à travailler et échanger avec lui. Qu'il soit remercié à jamais pour son soutien tant moral que technique.

J'aimerais aussi profiter de cette section pour exprimer toute ma sympathie à M. Robert Perret, professeur à l'ENSIEG. Il est de ces rares personnes, qui après, disons, un contact prolongé vous donnent goût à la recherche et l'enseignement. J'espère que beaucoup d'autres générations d'élèves à l'IEG, après moi, auront la chance de l'avoir comme professeur.

Je voudrais aussi remercier les membres du conseil de laboratoire. Cette anti-chambre du pouvoir qui malgré un rôle qui ne devrait être que consultatif permet, par des remarques insidieuses et les bons appuis/compères, de faire avancer beaucoup les choses. Pendant quelques mois, ils m'ont initié, en tant que représentant thésard, et l'expérience ainsi acquise grâce à eux est inestimable. Je pense particulièrement à Christian Chillet, Jacques Davoine, Robert Perret, Monique Boizard et Patrick Eustache.

Quoi qu'il adienne de ma possible carrière académique, je voudrais aussi saluer tous les élèves et stagiaires que j'ai eu et qui m'ont donné cette immense satisfaction de la petite flamme au fond des yeux qui semble indiquer qu'ils ont compris... merci à tous de ce bout de chemin commun. Merci par la même occasion aux différents enseignants qui m'ont fait confiance et confié la responsabilité de ces enseignements, je pense en particulier à Bernard Aimé, Nicolas Retière, Nouredine Hadjsaid, Eric Escande, Pascal Tixador et Elisabeth Rullière.

Je vais clore cette partie en saluant ma proche famille, Michèle, Isabelle et Alexandre ainsi que mon cousin Steph et sa grand-mère Madi, grâce à votre support, ce travail s'est achevé dans la joie... merci.

Plan de la thèse

REMERCIEMENTS	5
PLAN DE LA THESE.....	11
LEXIQUE	15
CHAPITRE 0 : INTRODUCTION GENERALE SUR LE BESOIN DE COORDINATION DES MOYENS DE REGLAGE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU A L'INTRODUCTION DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSÉE.....	19
CHAPITRE 1 : METHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES IMPACTS DE LA PRODUCTION DECENTRALISÉE SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	25
1. Introduction	25
2. Impacts et apports potentiels de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution	27
2.1. Description des réseaux de distribution.....	27
2.2. Impacts de la GED sur les réseaux de distribution	36
3. Éléments de solution.....	58
3.1. Solutions structurelles.....	58
3.2. Solutions fonctionnelles	58
3.3. Solutions technologiques	60
4. Conclusion	62
CHAPITRE 2 : MODELISATION DU RESEAU ET DES MOYENS DE REGLAGE ASSOCIES	67
1. Introduction	67
2. Description et modélisation des éléments du réseau	68
2.1. Modèles des éléments réseaux série de type cellule en Pi	68
2.2. Stratégies de réglage existantes pour les transformateurs équipés de régleurs en charge 70	
2.3. Distribution-Flexible AC Transmission Systems	72
2.4. Représentation des producteurs de type décentralisés.....	74
3. Réseau nord-américain et modélisation des lignes quadriphasés dans Arène	75
3.1. Insuffisances pour la modélisation des câbles quadriphasés dans Arène	75
3.2. Simplification proposée.....	76
3.3. Lignes quadriphasées et Arène.....	80
4. Conclusion	81

CHAPITRE 3 : COORDINATION ET PLACEMENT OPTIMAL DES MOYENS DE REGLAGE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION POUR RESPECTER UN PLAN DE TENSION REGLEMENTAIRE ET AUGMENTER LE TAUX DE PENETRATION DE LA GED 85

1.	Introduction	85
2.	Description des méthodes d'optimisation.....	86
2.1.	Introduction.....	86
2.2.	Algorithme d'optimisation	87
2.3.	Fonction objectif	94
3.	Gestion du plan de tension.....	99
3.1.	Impact de la représentation approchée du régleur en charge sur l'optimisation du plan de tension	99
3.2.	Impact des paramètres sur la recherche des optimum pour le plan de tension	105
4.	Optimisation des pertes dans les réseaux.....	108
4.1.	Optimisation des pertes avec une représentation du régleur en charge de type tableau de données avec contraintes sur la tension.....	108
4.2.	Variation du taux de mutation de type déterministe pour l'optimisation des pertes	109
5.	Méthodes de placement optimal des moyens de réglage et optimisation multi-objectifs	110
5.1.	Présentation générale.....	110
5.2.	Optimisation globale en fixant les pondérations.....	113
6.	Conclusions.....	119

CHAPITRE 4 : STRATEGIES DE COORDINATION REPARTIES ET VALIDATION TEMPS REELLE DES METHODES PROPOSEES ET MEDIAS ASSOCIES..... 123

1.	Introduction	123
2.	Distribution des décisions de coordination au niveau local	124
2.1.	Contexte général.....	124
2.2.	Etudes effectuées.....	124
3.	Les moyens de communication pour la coordination des moyens de réglage	129
3.1.	Les structures de télécommunication à mettre en œuvre	129
3.2.	Proposition de communications minimales pour une action collaborative.....	130
4.	Démonstrateur pour la validation des stratégies de coordination et de télécommunication	132
4.1.	Présentation de la plateforme Arène temps réel	132

4.2.	Présentation du banc expérimental.....	135
4.3.	Présentation du protocole choisi.....	136
4.4.	Liaison entre le superviseur et le producteur	137
4.5.	Interfaces graphiques développées.....	138
5.	Conclusions sur le démonstrateur	140
CHAPITRE 5 : CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES		145
CHAPITRE 6 : RÉFÉRENCES		151
CHAPITRE 7 : ANNEXES.....		161
ANNEXE 1 : RESULTATS COMPLEMENTAIRES		163
1.	Optimisation de la tension.....	163
1.1.	Comparaison de la représentation des valeurs de réglages (discrètes ou rendues continues).....	163
1.2.	Illustration de l'optimum global	164
1.3.	Optimisation de la tension dans le cas d'une variation de charge du réseau de distribution	166
2.	Optimisation des pertes	166
2.1.	Cas de charge maximal.....	166
2.2.	Optimisation des pertes dans le cas d'une variation de charge du réseau de distribution	167
3.	Fonction objectif.....	168
ANNEXE 2 : ALGORITHME D'OPTIMISATION		170
1.	Algorithme déterministe utilisé	170
1.1.	Principe général	170
1.2.	Méthode de Newton	171
1.3.	Méthode de Quasi-Newton.....	171
1.4.	Caractéristiques des Programmations Séquentielles Quadratiques	174
1.5.	Prise en compte des contraintes.....	174
1.6.	Piégeage d'un algorithme de type SQP dans un minimum local	178
2.	Algorithmes stochastiques.....	179
2.1.	Les algorithmes génétiques.....	179
2.2.	L'algorithme Tabou (tabu search).....	187
ANNEXE 3 : COMPOSANTES SYMETRIQUES		190
1.	Théorème de Fortescue	190

2. Opérateur a	190
3. Composantes symétriques et grandeurs électriques	191
ANNEXE 4 : EXTRACTION DES PARAMETRES DES LIGNES	192
1. Méthode de Gary	192
2. Méthode d'EMTP.....	195
ANNEXE 5 : RESEAUX D'ETUDE	199
1. Départ urbain	199
1.1. Présentation générale.....	199
1.2. Modélisation des éléments du départ.....	201
1.3. Raccordement des unités de production en BT	202
1.4. Caractéristiques des GED	203
1.5. Nœuds d'insertion de la GED.....	203
2. Départ rural	205
2.1. Présentation générale.....	205
2.2. Modélisation des éléments du départ.....	208
2.3. Raccordement des unités de production en BT	208
2.4. Contraintes de raccordement	208
2.5. Caractéristiques des GED	208
2.6. Nœuds d'insertion de la GED.....	209

Lexique

Pool d'énergie ou Bourse d'énergie : il s'agit d'un système où les intervenants soumettent leur offre ou leur demande en électricité en temps réel (normalement prix et quantité d'énergie) à un marché d'échanges. Ce système est surtout utilisé par les vendeurs et acheteurs de grandes quantités d'énergie (producteurs, entreprises de distribution et entreprises de marketing ou d'agrégation de la demande).

Marchés spots : La majorité des échanges d'énergie se fait par contrats bilatéraux de long terme, conclus entre producteurs et acheteurs individuels ou distributeurs qui vendent aux consommateurs finaux. Les marchés « spot » quotidiens servent à pallier aux déséquilibres de courte durée.

GED : Génération d'énergie dispersée.

Ucc(%) : Tension de court-circuit d'un transformateur. Elle correspond au rapport de tension ($U_{cc}(\%) \times U_{nominal}$) à appliquer à un transformateur pour obtenir un courant nominal au secondaire lorsque celui-ci est en court-circuit.

RPN : résistance de point neutre, permettant la limitation du courant de défaut phase-terre (en France souvent 40Ω pour le réseau HTA).

BPN : bobine de point neutre, permettant la limitation du courant de défaut phase-terre (en France souvent 12Ω résistifs en série avec une inductance de 12Ω pour le réseau HTA).

Bobine de Petersen : Bobine de point neutre accordée pour permettre l'auto extinction facile des défauts phase-terre fugitifs par résonance de l'inductance limitatrice avec la capacité de la ligne et passage par zéro du courant de défaut .

ITIC : Information Technology Industry Council (ITI), 1250 Eye Street NW Suite 200 Washington DC 20005, 202-737-8888, <http://www.itic.org>.

Load Flow : Calcul de répartition des charges.

Calcul de répartition des charges : calcul permettant de trouver l'état électrique (P,Q,V et θ) statique d'un réseau d'énergie.

Optimal Power Flow : Calcul de répartition optimal des flux de puissance suivant un objectif donné (réduction des coût de génération, minimisation des pertes entre autres).

SQP : *Sequential Quadratic Programming* ou programmation séquentielle quadratique, processus d'optimisation non linéaire contraint qui résout successivement des sous problèmes quadratiques où les contraintes ont été linéarisées

Introduction

« Pour réussir, il ne suffit pas de prévoir. Il faut aussi savoir improviser »

I Asimov

Chapitre 0 :

Introduction générale sur le besoin de coordination des moyens de réglage dans les réseaux de distribution dû à l'introduction de la génération d'énergie dispersée

Depuis plus de vingt ans, le secteur électrique de nombreux pays industrialisés a subi de profondes mutations. Les dérégulations du marché de l'énergie, suivies de nombreuses privatisations, et les désintégrations verticales ont amené une restructuration complète du secteur électrique avec de nouvelles formes d'organisation. Les schémas traditionnels, basés sur le monopole, se voient fortement remis en question. L'ouverture des marchés de l'énergie ainsi que les développements technologiques des moyens de production de petite et moyenne puissance encouragent fortement cette évolution.

L'architecture centralisée des systèmes énergétiques actuels résulte d'une évolution historique qui a atteint son apogée au dernier tiers du XX^{ème} siècle. Au cours de la première moitié du siècle, les différents pays industrialisés ont organisé leur secteur électrique selon un modèle industriel fondé sur le monopole de production-transport-distribution. En effet, pendant des décennies, les caractéristiques technico-économiques du secteur électrique ont été favorables à l'apparition de puissants monopoles verticalement intégrés. La principale raison provenait des coûts très élevés de la construction et de l'entretien des infrastructures

de production, de transport et de distribution de l'électricité. Ce coût financier impliquait indirectement la notion de monopole du réseau. Une autre raison découlait des spécificités « légales » du distributeur de l'énergie électrique de service public comme :

- son obligation de fourniture,
- l'évolution du réseau en fonction du besoin des consommateurs,
- l'égalité de traitement des consommateurs,
- la continuité de service.

L'évolution du réseau était basée sur l'économie, la sécurité du système et la qualité de fourniture de l'énergie. Cette vision très centralisée permettait de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. La production dans ce cas était ajustée à la consommation instantanément, aux pertes près. Ce modèle est resté dominant jusqu'à la fin des années 1980. En Europe et avant la dérégulation, le système électrique était bien intégré techniquement et collaborativement. Ceci permettait des échanges utiles d'énergie, et fonctionnait sur des bases beaucoup plus coopératives que concurrentielles.

Durant les années 1980-1990, un certain nombre de pays ont remis en cause les formes traditionnelles d'organisation du secteur électrique. Divers facteurs sont à l'origine de ces remises en cause avec entre autres :

- le ralentissement de la croissance de la demande d'énergie électrique, dû à l'arrivée à maturité des secteurs de l'industrie et des services dans les pays industrialisés ;
- le poids croissant accordé à la protection de l'environnement ;
- les espoirs fondés sur la production décentralisée d'énergie et l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de centrales de cogénération ;
- volonté des consommateurs de pouvoir choisir leurs fournisseurs.

Les évolutions du marché électrique vers la dérégulation ont conduit à une diversité des modes d'organisation dans les différents pays électriquement développés. Certains se démarquent plus ou moins du « modèle industriel monopolistique » classique par la séparation de la production, du transport et de la distribution avec l'introduction de la concurrence entre producteurs, la création de pools et de marchés spots.

Dans un contexte de dérégulation traduit au niveau européen par la directive 96/92/CEE, une arrivée massive de producteurs décentralisés (ou **g**énération d'**é**nergie **d**ispersée **GED**) au niveau de la Haute Tension de niveau A (HTA, en France principalement 20 kV) et de la Basse Tension (BT, en France principalement 400/230V) était à prévoir.

Les avantages de la production décentralisée concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs. Pour les premiers, il s'avère que :

- le moyen de production peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, et quelquefois moins de pertes électriques,
- les sites géographiques pour les petits générateurs se trouvent plus facilement,
- les moyens de production décentralisée raccourcissent les temps d'installation,
- les nouvelles technologies sont plus propres et silencieuses,
- la cogénération, une des formes de GED la plus répandue, améliore le rendement énergétique.

Mais, cette arrivée massive va aussi modifier profondément les flux énergétiques. En effet, il apparaît une possibilité d'inversion des flux de puissance sur le réseau de distribution, qui remet en cause son architecture conçue exclusivement au départ pour une distribution arborescente de l'énergie à partir des réseaux de transport ou de répartition.

Ainsi, des impacts notables apparaissent sur le réseau de distribution par l'introduction de la production décentralisée. Il faut dans un premier temps lister ces impacts et les hiérarchiser pour identifier ceux qui sont critiques ou susceptibles de le devenir. A cette fin, une méthodologie d'étude rigoureuse et systématique doit être mise en place. Ce n'est alors que dans un second temps que le ou les impacts critiques doivent être analysés.

Aussi, la démarche scientifique suivante est proposée : après un rapide état de l'art des différentes formes d'**impact de la GED connectée en basse tension** sur le réseau de distribution et plus particulièrement sur le réseau HTA, une méthodologie d'étude systématique de **transmission d'impact** est proposée dans le chapitre un. Cette dernière est présentée et validée pour le plan de tension puisque la hiérarchisation des impacts a permis d'identifier celui-ci comme étant le plus critique (les courants de court-circuit, la stabilité des générateurs et les déséquilibres ayant été traités à part car de moindre importance). Cette décision a notamment été appuyée par des études quantitatives sur des réseaux typiques français, et confirmée par la littérature associée [MAST-2002], [MIAO-2001] et [SMIT-2001]. Afin de solutionner cet impact, une recherche des moyens d'action sur le plan de tension du réseau de distribution ainsi que leur modélisation a été réalisée et présentée dans le second chapitre. Le troisième chapitre présente la possibilité de trouver les consignes optimales pour ces moyens d'action. Les grandeurs de consigne des moyens de réglage disponibles étant discrètes ou continues, on a dû développer des outils spécifiques

présentés au sein du même chapitre. L'ensemble des consignes optimales a été nommé « coordination des moyens de réglage ». Cette coordination s'appuie sur des algorithmes d'optimisation développés en tenant compte de la spécificité inhérente aux grandeurs de réglage. Dans ce même chapitre, une méthodologie de choix ou de localisation optimale des moyens de réglage associés à une gestion du plan de tension a été présentée. Le quatrième chapitre propose des stratégies « décentralisées » (répartition des prises de décision) de coordination des moyens de réglage et une proposition pour la validation expérimentale, grâce à un simulateur temps réel, des stratégies précédemment mises en place ainsi que des moyens de communication nécessaires. Le cinquième et dernier chapitre conclut sur les apports en terme de méthodologie d'étude d'impact et sur les outils mis en place pour régler le problème du plan de tension par la coordination de divers moyens de réglages.

Chapitre 1

« Monseigneur, la difficulté de réussir ne fait
qu'augmenter la nécessité d'entreprendre »

Beaumarchais

Chapitre 1 :

Méthodologie d'évaluation des impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

1. Introduction

Les enjeux financiers, la politique énergétique des pays et les orientations stratégiques des distributeurs influencent fortement les développements des réseaux. Dans la grande majorité des pays électriquement développés, la distribution de l'électricité est concédée à un distributeur désigné par l'état ou la collectivité locale responsable. Ce distributeur a alors un monopole sur un territoire délimité. Cette situation permet le développement d'un réseau de distribution optimal pour la collectivité desservie.

Le revers du monopole est l'obligation d'assurer un service public et de respecter plusieurs règles fondamentales comme [CARR-2003] :

- la règle d'égalité, c'est-à-dire l'impartialité de traitement entre clients,
- la règle de continuité, autrement dit limiter les interruptions sauf cas exceptionnels.

Dans ce contexte, les choix de dimensionnement du réseau par le distributeur tiennent donc compte de facteurs socio-économiques importants comme :

- éviter les préjudices graves causés par une **discontinuité de service** (par exemple : perte de production) soit une **qualité** [BOLL-2000] insuffisante,

- éviter d'avoir des coûts d'installation, de maintenance et de fonctionnement élevés. Par exemple, diminuer les pertes qui représentent 30 TWh (soit 7,5% de la consommation vendue en France pour l'année 2001) et qui augmentent **le prix de revient** du kilowattheure facturé [GLOB-2003].

Ces deux facteurs socio-économiques influent sur les choix énergétiques de la clientèle (électricité, gaz ou autres) et donc indirectement sur l'avenir du secteur électrique. Le dimensionnement de chaque élément du réseau doit donc être défini de manière à ce qu'il puisse répondre aux contraintes immédiates mais aussi futures, d'où l'importance d'une optimisation basée sur un calcul ou optimisation technico-économique à long terme tenant compte du bouclage implicite (réseau de qualité, prix de revient, choix énergétiques de la clientèle).

Dans le cas français, l'optimisation a conduit au développement de réseaux dits « forts » c'est-à-dire capables d'évolutions importantes en terme de capacité d'accueil de nouvelles charges. **Ces réseaux n'ont toutefois pas été prévus pour l'accueil de production décentralisée.** Deux questions sont alors posées :

- Quels vont être les **impacts de la production décentralisée** ? Corollaire : parmi ces impacts, lesquels sont les plus critiques et nécessitent un traitement ?
- Comment doivent **évoluer les réseaux de distribution dans le contexte de dérégulation** / décentralisation ?

Ces questions sont au cœur du présent chapitre. Bien entendu, si la réponse à ces questions dans le cas français est préoccupante en premier lieu, l'internationalisation des marchés de l'énergie électrique pousse à évoquer la situation d'autres réseaux. C'est ainsi que ce chapitre abordera aussi l'étude d'impacts dans le cas nord-américain, particulièrement dissemblable du cas français. Finalement, le chapitre abordera les points suivants :

- Brève description des réseaux de distribution français et nord-américains,
- Présentation d'une méthodologie systématique d'étude des paramètres réseaux permettant de conclure sur la criticité d'un impact donné,
- Présentation des principaux résultats d'une étude systématique d'impacts pour ces réseaux,
- Ebauches de premières solutions à ces impacts.

2. Impacts et apports potentiels de la génération d'énergie dispersée sur les réseaux de distribution

2.1. Description des réseaux de distribution

Ce paragraphe présente les systèmes électriques de distribution français et nord-américains. La problématique de conception radiale et des flux de puissance unidirectionnels, est notamment mise en exergue.

Il n'existe pas de norme internationale pour la réalisation des réseaux de distribution et des modes de raccordement des clients. En effet, chaque distributeur a sa propre manière de faire selon son retour d'expérience acquis au fil de l'exploitation. Cependant et malgré les différences que l'on va pouvoir observer à travers le monde, il apparaît une convergence des différentes pratiques autour d'un certain nombre de règles fondamentales couvrant aussi bien la sécurité des personnes et des ouvrages, que la qualité des services fournis aux clients.

2.1.1. Qualité de tension

Le choix des niveaux de tension et de la fréquence des signaux est souvent le résultat de considérations à la fois technico-économiques et historiques. Ainsi, chaque pays possède des niveaux de tension différents.

En **France**, on trouve la nomenclature suivante :

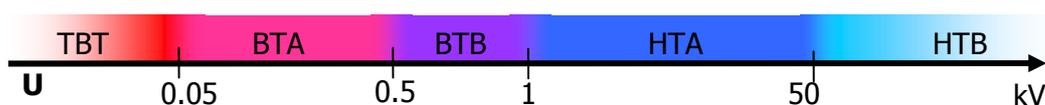


Figure 1 - 1 : Niveaux de tensions normalisées

Les niveaux de tension doivent être conservés dans certaines limites. Le tableau suivant présente les caractéristiques de l'onde de tension qui doivent être respectées en France sur les niveaux HTA et BTA et avec les tolérances dynamiques (temporelles).

	Fréquence	Amplitude	Déséquilibre	Harmoniques	Surtensions
HTA	50 Hz +/- 1 % pour les systèmes interconnectés, + 4 / - 6 % pour les réseaux îlotés.	Un = 20 kV +/- 5%.	$\tau_i < 2 \%$ $\tau_i = V_i/V_d (\%)$	A 95 % du temps (moyenné sur 10 min) H3 < 4%, H5 < 4%, H7 < 4% Taux de distorsion global < 8%	Transitoire (1.2/50µs) < 125 kVc avec Vc Volt crête pour le 20kV
BTA	50 Hz (moyenne sur 10 s) Variations à 95% du temps : +/-1% pour les systèmes interconnectés. +/-2% Pour les systèmes îlotés.	Vn = 230 V (moyenne sur 10 min) Variations lentes à 95% du temps : + 6 /- 10 %. Variations rapides : +/- 5%.	$\tau_i < 2\%$ pour 95% du temps (moyenne sur 10 mn) $\tau_i = V_i/V_d (\%)$	A 95 % du temps (moyenne sur 10 min) H3<5%, H5<6%, H7<5% Taux de distorsion global < 8%	Transitoire (1.2/50µs) < 6 kVc avec Vc Volt crête

Tableau 1 - 1 : Caractéristiques générales de l'onde de tension en France [NF-EN-50160]

En ce qui concerne les **Etats-Unis**, il existe un grand nombre de pratiques différentes. Variant d'un état à l'autre et d'un exploitant réseau à un autre. Elles ont néanmoins les mêmes bases :

Au niveau de la basse tension, la tension doit être en permanence comprise dans la fourchette « service » (+/- 5%) c'est le régime permanent, mais il est toléré (en cas de choc de foudre, d'ouverture d'un appareil de sectionnement entre autres) que la tension entre dans la fourchette « utilisation » (-13 + 6%) [ANSI-1995], c'est le régime transitoire. Le distributeur est alors tenu de prendre rapidement des mesures pour revenir dans la première fourchette. On notera cependant qu'il existe une autre norme (qualité de l'onde de tension) utilisée par les constructeurs [NEMA-1998] qui fixe une fourchette d'utilisation pour la tension de -10% à +10% de la valeur nominale.

Des écarts pouvant aller jusqu'à 500% de la valeur nominale sont également tolérés, mais pour des durées plus courtes, voir figure 1 - 2 [NEMA-1998] :

Aux Etats-Unis, les normes concernant les harmoniques engendrés par les appareils en fonctionnement sont recensés sous l'appellation « IEEE 519-1992 ». Il en ressort qu'au point de connexion, aucuns harmoniques de tension ne doit excéder 3% du fondamental, et la distorsion harmonique totale ramenée au fondamental ne doit pas excéder 5%. Une bonne partie du réseau de distribution étant monophasée, des déséquilibres de charge entre phases sont couramment tolérés. Le déséquilibre de charge (et donc, de courant) ne peut cependant pas excéder 40% du courant nominal (aucune information n'existe pour le calcul de ce courant dans un réseau perpétuellement déséquilibré).

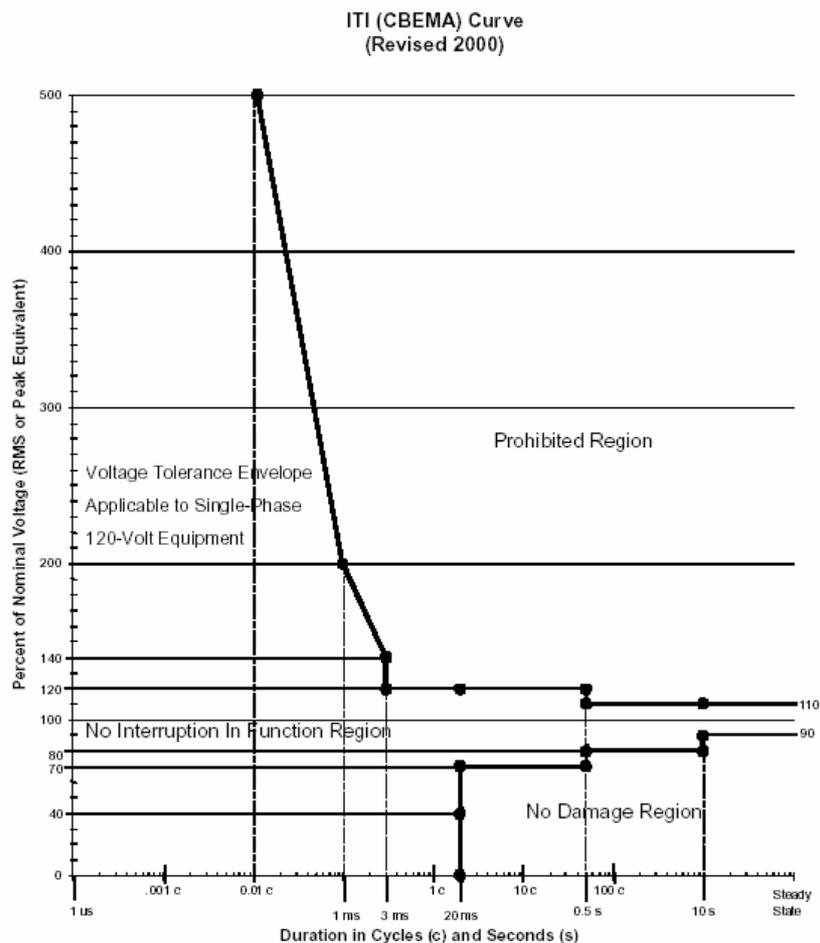


Figure 1 - 2 : Tolérance d'écart en tension (%) en fonction du temps (source ITIC, voir lexique)

2.1.2. La structure des réseaux de distribution français

Le réseau a été conçu de manière radiale : à partir du poste de transformation, les lignes prennent des directions différentes pour couvrir la demande en électricité.

Les règles que doit respecter le distributeur sont contenues dans le cahier des charges du réseau d'alimentation et plus récemment dans le cahier des charges du réseau de distribution public [CARR-2003].

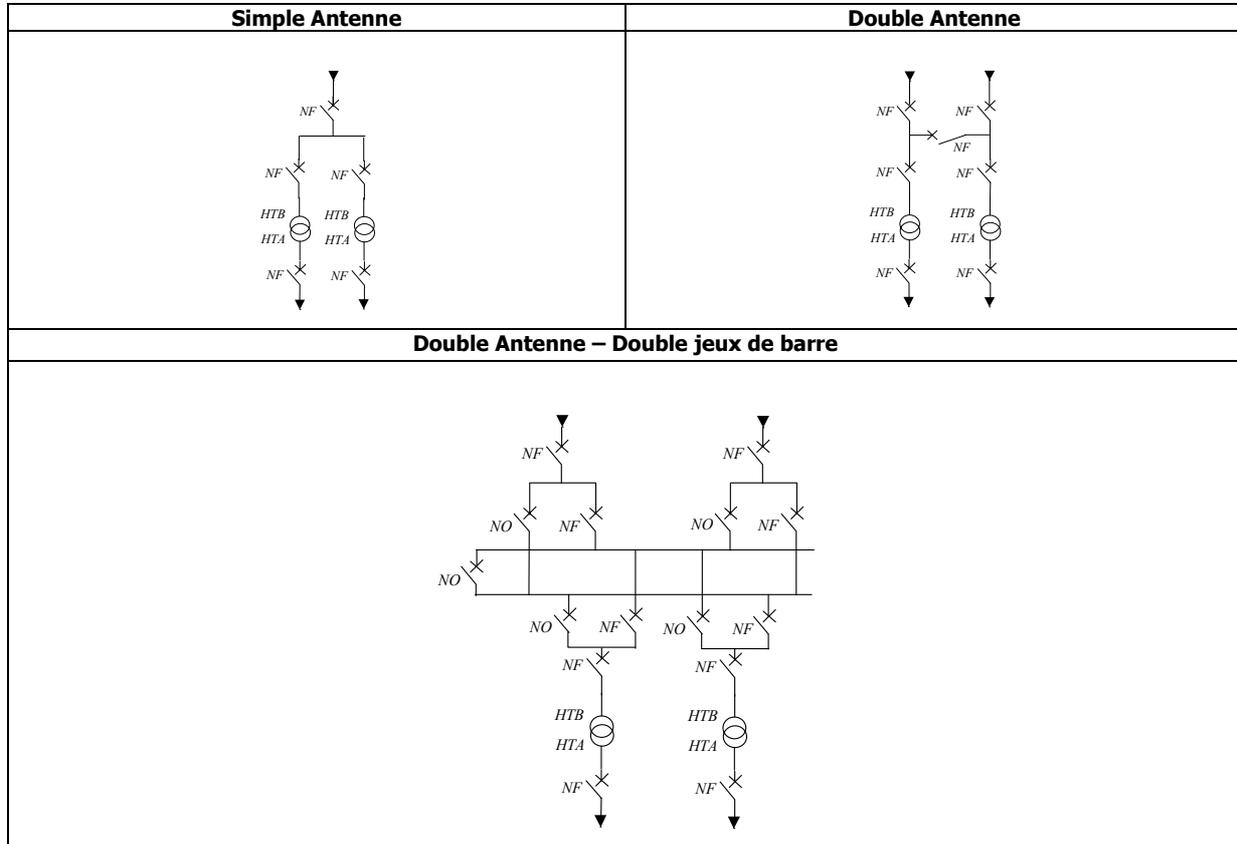
a. Postes HTB/HTA

a. 1. Transformateurs

En France, et dans presque tous les postes de livraison HTB/HTA, il y a deux transformateurs qui permettent, en cas de défaut sur l'un d'entre eux, de continuer le fonctionnement en mode dégradé (dit mode n-1). Les transformateurs HTB/HTA sont équipés de régleurs en charge (voir la section 0 du chapitre 2).

a. 2. Schémas généraux

On trouve des schémas de postes de livraison qui sont presque toujours de trois types (avec pour les sectionneurs : NO pour « normalement ouvert » et NF pour « normalement fermé ») :



Dans le poste source lui-même, on va trouver un certain nombre de cellules (organes de couplage, disjoncteurs sectionneurs) de départs qui alimentent les clients HTA et les postes de distribution publique HTA/BT. Un départ au niveau du poste source est souvent caractérisé par une ligne principale aérienne ou souterraine qui alimente une partie des charges qui sont à proximité du poste source suivant une direction privilégiée (souvent une route publique). Le chevelu est l'ensemble des artères secondaires qui, partant de cette artère principale, alimente les charges réparties.

a. 3. Bancs de condensateurs

Une ou plusieurs cellules alimentent chacune une batterie de condensateurs comportant un à trois gradins de puissance généralement égale, chacun de ces gradins étant mis en et hors service par un interrupteur ce qui donne des grandeurs de commande discrètes pour ces éléments de réglage (voir [GAIN-2003] et [DROU-2003]). Le rôle des bancs de condensateurs dans les postes sources est d'assurer localement l'équilibre

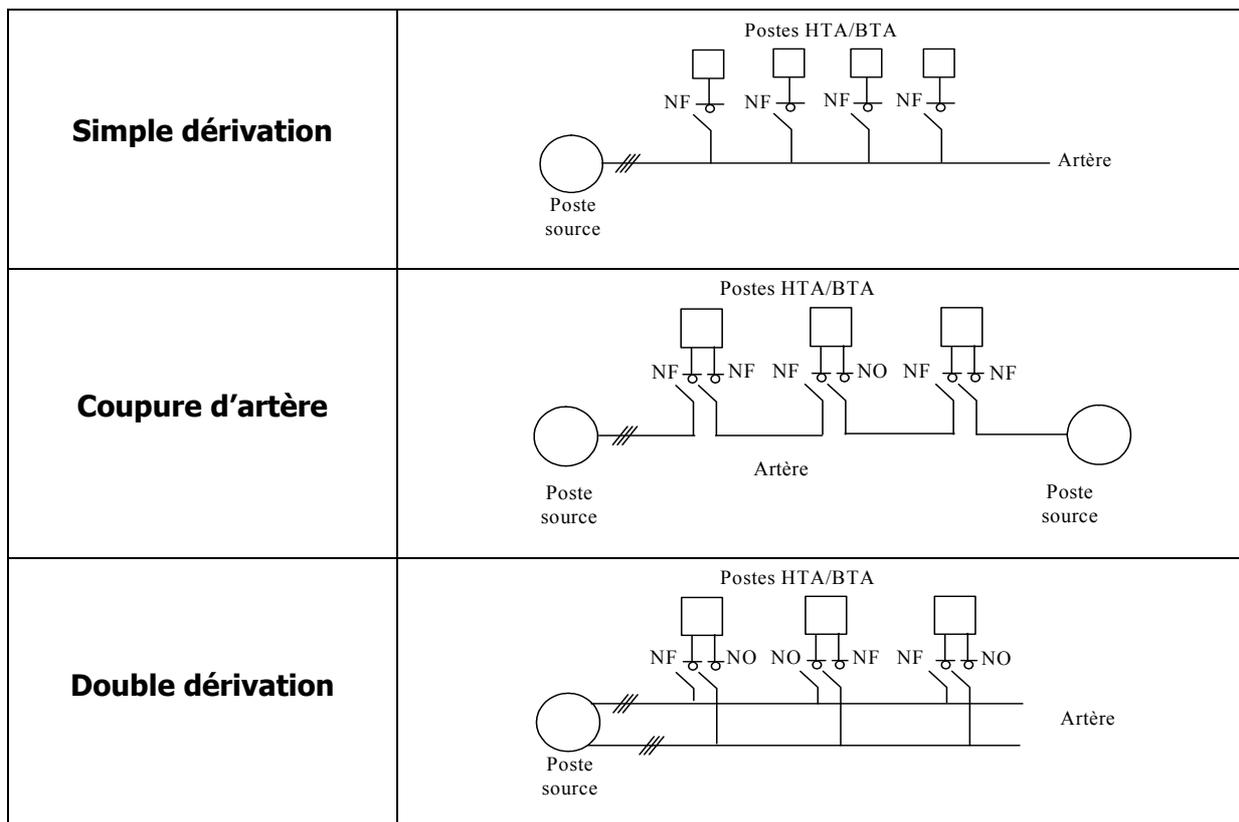
production/consommation de réactif de manière à limiter les transits de courant réactif au niveau du réseau de transport.

b. Les postes HTA/BTA

Les postes HTA/BTA sont à l'interface entre les deux types de réseaux. Très différents selon le distributeur, ils ont le plus souvent un rôle de transformation auquel peut s'ajouter une fonction d'exploitation et de répartition. Leur rôle est très important car, pour limiter les pertes et les chutes de tension, on a tendance à exploiter les réseaux de distribution moyenne tension à des tensions plutôt élevées. Les postes permettent alors de fournir la tension BTA au plus près possible de la consommation.

b. 1. Alimentation des postes

On distingue différents types d'alimentation des postes HTA/BTA en fonction des caractéristiques du réseau amont et du niveau de qualité de service requis :



b. 2. Caractéristiques des transformateurs HTA/BTA en France

Voici les puissances caractéristiques que l'on va retrouver principalement en France :

- Aérien : 25, 50, 100, 160, 250 kVA (avec un $U_{cc} = 4\%$ en valeur typique) avec des régleurs hors charge : $\pm 2.5\%$ de la tension nominale,

- Souterrain : 250, 400, 630, 1000 kVA (avec un niveau de tension de court-circuit : $4\% \leq U_{cc} \leq 7\%$) avec des régulateurs hors charges : $\pm 2.5\%$ et/ou $\pm 5\%$ de la tension nominale.

Ces régulateurs hors charge permettent d'ajuster, lorsque le poste n'est pas alimenté, le niveau de tension au niveau de la BT. Ces réglages sont importants car ils fixent le rapport de transformation entre les niveaux de tension HTA et BT en fonction de la chute de tension en amont du poste de distribution public mais sont actuellement peu commodes car réglables uniquement lorsque le réseau n'est pas connecté.

En plus de la fonction de transformation, ces postes peuvent comprendre :

- des équipements de protection,
- des compteurs d'énergie,
- un équipement de contrôle-commande (Poste Asservi ou PA qui se décline souvent en deux modèles PA 40 et PA 100 pour les grands postes qui peuvent avoir jusqu'à 100 cellules à gérer [GAIN-2003]).

c. Réseaux radiaux

En France, les réseaux de distribution sont exploités en antenne (simples et doubles) et généralement selon une structure arborescente.

En ce qui concerne le réseau HTA français, deux cas sont à considérer :

- Aérien, le réseau est arborescent bouclable en coupure d'artère ou en simple dérivation,
- Souterrain, en coupure d'artère et quelquefois en double dérivation.

d. Régime de neutre

Le réseau moyenne tension français se caractérise par son neutre non distribué et mis à la terre au niveau du poste source HTB/HTA via une impédance (RPN 40Ω , BPN $12+12j \Omega$ ou bobine de Petersen). Le neutre basse tension est lui distribué aux différents clients.

e. Types de conducteurs

Dans la distribution de l'énergie électrique, il semble difficile de mettre en évidence une constante en ce qui concerne le type de conducteur, chaque distributeur utilisant tel ou tel type de conducteur en fonction de caractéristiques techniques, historiques et économiques.

Il apparaît dès lors plus judicieux de résumer les pratiques les plus courantes tout en restant conscient que ces pratiques ne sont en aucun cas des règles de mise en œuvre.

Ainsi en France, on trouve [MART-2001] :

Moyenne Tension	
Lignes aériennes	Câbles souterrains
<u>Ligne principale (ossature) :</u> Almélec de section 75, 117 ou 148 mm ² (voir 228 mm ²) <u>Lignes secondaires (dérivations) :</u> Almélec de section 54 mm ² , Aluminium-acier de section 59,7 mm ²	<u>Ligne principale (ossature) :</u> Aluminium de section 150 mm ² (voir 240 mm ²) <u>Lignes secondaires (dérivations) :</u> Aluminium de section > 95 mm ² .
Basse Tension	
Lignes aériennes	Câbles souterrains
<u>Ligne principale (ossature) :</u> Aluminium torsadé, isolé de section 70 mm ² , Cuivre nu de section 45 mm ² . <u>Lignes secondaires (dérivations) :</u> Aluminium torsadé, isolé de section 50 mm ² , <u>Neutre :</u> Almélec de section 54 mm ²	Aluminium 3 * 150 mm ² + neutre 70 mm ² Aluminium 3 * 70 mm ² + neutre 50 mm ² Aluminium 3 * 240 mm ² + neutre 95 mm ² Aluminium 3 * 50 mm ² + neutre 35 mm ²

Tableau 1 - 2 : Caractéristiques générales des lignes et câbles des réseaux de distribution français

f. Souterrain / Aérien

Les réseaux BT peuvent être aériens ou souterrains. En France, en 1997, 84 % du réseau Basse Tension était aérien.

Pour le choix de réseaux aériens ou souterrains, il était communément admis par le passé, dans les pays industrialisés, de réserver l'utilisation des réseaux souterrains aux zones urbaines denses et d'alimenter les zones rurales en aérien. De nos jours, la volonté de relever la qualité d'alimentation de ces zones et les contraintes environnementales ou météorologiques sévères font que l'utilisation du souterrain devient plus fréquente.

2.1.3. La structure particulière des réseaux de distribution nord-américains

Le réseau nord-américain se caractérise par de grandes distances et de forts contrastes de densité de consommation. C'est pour cette raison que l'on peut trouver des niveaux de tension très élevés pour le réseau de transport (jusqu'à 765 kV). Au début du siècle, le choix de la fréquence s'est définitivement porté sur 60 Hz. D'autre part, des choix techniques et historiques ont abouti à un réseau de distribution avec neutre distribué, et régulièrement mis directement à la terre le long du réseau. On trouve sur ce réseau de distribution des circuits d'alimentation principale en triphasé, et des branches monophasées Moyenne Tension

(medium Voltage MV), sur lesquelles les clients viennent directement se raccorder au moyen de transformateurs MV/LV (LV pour Low Voltage ou Basse Tension), à raison d'un transformateur pour 4 à 6 particuliers. Les choix technico-économiques historiques font que des problèmes de coupure surviennent fréquemment. Il est donc utilisé en coupure d'artère (voir section 2.1.2.b. 1.). Enfin, si les artères principales sont presque toujours triphasées, il arrive fréquemment que les dérivations soient biphasées ou monophasées.

Si l'on reprend quelques chiffres sur le réseau nord-américain : le réseau de transport américain se compose de trois sous-réseaux interconnectés : le réseau de l'est, de l'ouest et l'ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). Ce réseau, long de 500000 miles (environ 800000 km) pour la haute tension, couvre un territoire qui s'étend sur 3000 miles (environ 4800 km) du nord au sud et de l'est à l'ouest. Il est alimenté par 6000 centrales électriques, et utilise 112000 sous-stations. Enfin, la pointe de production en 1999 a été de 639 GW.

La tension nominale de la moyenne tension est le plus souvent 23 kV. On distingue une multitude de tensions différentes sur le territoire des Etats-Unis. Cette diversité provient du nombre important d'exploitants réseau [RATE-1-2002].

HV	765 kV, 500 kV, 345 kV, 230 kV, 138 kV, 115 kV, 69 kV
MV	46 kV, 34.5 kV, 27.6 kV, 23 kV, 20.8 kV, 19.9 kV, 14.4 kV, 13.2 kV 12 kV, 7.2 kV, 4.8 kV, 2.4 kV
LV	600V, 480 V, 460 V, 240 V, 208V, 120 V

Tableau 1 - 3 : Niveaux de tension des réseaux de type nord-américains

a. Les postes Moyenne Tension/Basse Tension (MV/LV)

Les postes américains sont le plus souvent de type haut de poteau biphasés et de puissance nominale 25, 37.5, 50 et 75 kVA. Leur structure est la suivante :

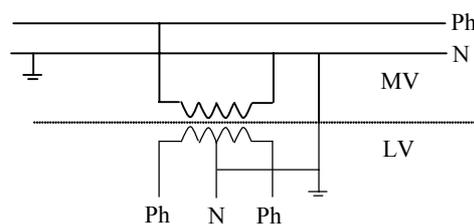


Figure 1 - 3 : Schéma général des transformateurs MV/LV

Les clients peuvent donc choisir leur alimentation du côté Basse Tension (Ph-N ou Ph-Ph, le plus souvent 120V ou 240 V).

b. Réseaux radiaux ou maillés

Aux Etats-Unis, les réseaux de distribution sont exploités en coupure d'artère avec un câble souterrain ou aérien de forte section réalisant le retour au poste source.

c. Régime de neutre

Pour assurer la sécurité des personnes (potentiels flottants) et permettre aux appareils de détection de défaut de fonctionner, une mise à la terre de très bonne qualité est imposée. Le NEC (National Electric Code) ne spécifie pas de résistance maximale entre la terre et le neutre. Il spécifie cependant des valeurs maximales pour chacune des électrodes. Ainsi, pour les postes de distribution Haute Tension/Moyenne Tension (ceux qui font la jonction entre le réseau de transport et celui de distribution), la résistance doit être inférieure à 1 Ω . Pour les postes de distribution Moyenne Tension/Basse Tension (dans l'industrie et les grands commerces), celle-ci doit être comprise entre 2 et 4 Ω . Enfin, toutes les mises à la terre doivent avoir une résistance inférieure à 25 Ω et les électrodes doivent être en métal et profondes d'au moins 8 pieds (environ 2.5 m). Si en un point donné, l'électrode de mise à la terre ne répond pas à ce critère, une deuxième électrode doit être ajoutée. Aux Etats-Unis, le neutre du réseau de distribution est raccordé à la terre tous les quarts de miles (soit tous les 400 mètres environ). L'électrode utilisée est une électrode en cuivre de diamètre 5/8 inch (soit 15.9 cm), et profonde de 8 pieds (environ 2.5 m). Une électrode remplissant ces conditions présente en réalité une résistance de 40 Ω environ.

d. Types de conducteurs

Les données disponibles dans la littérature sont plutôt maigres. On dispose néanmoins des données d'un réseau nord-américain Moyenne Tension situé en Caroline du Nord à Raleigh. Il est composé principalement de trois types de câbles (NC pour non communiquées) [RATE-2-2002] :

Moyenne Tension	
Lignes aériennes	Câbles souterrains
<u>Ligne principale (ossature) :</u> Acier-Aluminium triphasée équivalent à une section de 245mm ² en Aluminium	<u>Ligne principale (ossature) :</u> Aluminium triphasée de section 250 mm ²
<u>Lignes secondaires (dérivations) :</u> NC	<u>Lignes secondaires (dérivations) :</u> Aluminium monophasé de section 55 mm ²
Basse Tension	
Lignes aériennes	Câbles souterrains
NC	NC

Tableau 1 - 4 : Principaux conducteurs pour les réseaux de distribution de type nord-américains

2.2. Impacts de la GED sur les réseaux de distribution

Des études d'impact ont déjà été réalisées au cours des années précédentes dans les réseaux de distribution présentés précédemment. Ainsi [CANA-2000] a identifié de manière rigoureuse les impacts de la production décentralisée insérée au niveau de la HTA sur le réseau HTA lui-même. D'autres études ont été réalisées au sein d'Electricité de France R&D [CORT-1999], [FRAI-2001] et [LEME-1999] et dans d'autres groupements de recherche, en Angleterre ([JENK-2000], [MAST-2002] entre autres) et ailleurs dans le monde [MIAO-2001] et [SMIT-2001]. Dans ce contexte, **un manque d'analyse scientifique existait sur la transmission des impacts de la GED connectée en Basse Tension sur les niveaux de tension supérieurs HTA**, principalement identifié par [CANA-2000]. C'est à cet effet que de nombreuses études (tant qualitatives en considérant uniquement l'élévation relative de tension due aux unités raccordées que quantitatives en considérant les grandeurs électriques) [CAIR-1-2002] et [CAIR-2-2003] ont été réalisées durant la thèse.

2.2.1. Méthodologie d'étude pour la qualification des paramètres réseaux influant sur les impacts

a. Présentation générale de la méthodologie

Afin de définir des solutions innovantes aux impacts des GED connectées sur les réseaux de distribution, on doit, dans un premier temps, identifier les impacts à solutionner, c'est-à-dire ceux qui sont les plus critiques pour le fonctionnement du réseau. Pour qualifier ces impacts, on a choisi de mettre en place une étude paramétrique sur la base de réseaux HTA « types » définis au préalable. On pense ainsi obtenir des résultats suffisamment génériques pour être utilisés lors du choix des impacts à solutionner et permettre une qualification (de par une étude relative) des impacts suivants les paramètres intrinsèques du réseau.

La méthodologie utilisée pour mener l'étude paramétrique est présentée ci-dessous. Ces différentes étapes sont :

- 1) Choix de l'impact à étudier parmi les impacts potentiels ([CAIR-3-2001] : impacts sur les grandeurs électriques, sur les matériels, sur la conception, planification et exploitation des réseaux).
- 2) En fonction des impacts sélectionnés, choix des réseaux HTA et BT de l'étude paramétrique,
- 3) Choix des outils de simulation et d'analyse,
- 4) Définition d'un indice pour qualifier les impacts sélectionnés de la GED,
- 5) Choix des paramètres à faire varier lors de l'étude des impacts sélectionnés,

- 6) Simulation et exploitation des résultats pour les impacts retenus,
- 7) Conclusion générale sur la qualification des impacts sélectionnés.

La méthodologie utilisée pour mener l'étude paramétrique est illustrée dans le synopsis suivant :

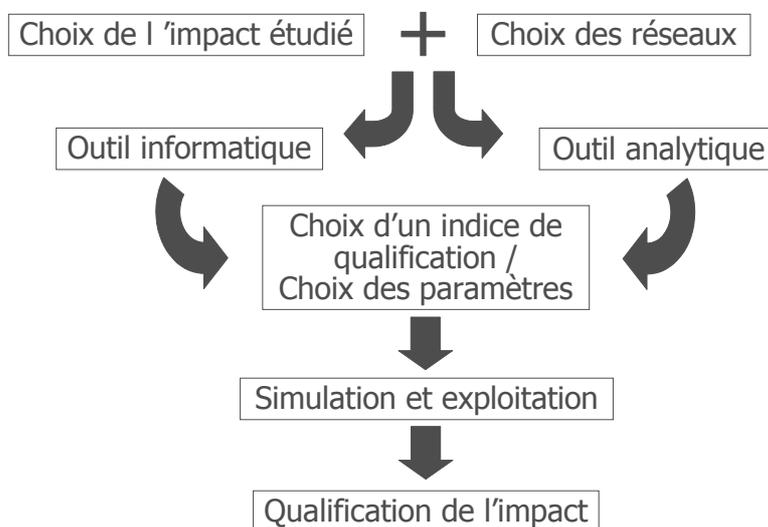


Figure 1 - 4 : Méthodologie d'étude paramétrique

Cette méthodologie est présentée en détail dans [CAIR-1-2002] et est résumée dans la section suivante sur l'exemple du plan de tension.

b. Illustration de la méthodologie concernant la qualification des paramètres du réseau pour le plan de tension

b. 1. Choix de l'impact

Le choix de l'impact (étape 1) est le plan de tension. On va qualifier les paramètres du réseau qui influent sur le plan de tension dans les réseaux de distribution français.

b. 2. Réseaux d'étude

Pour (étape 2), on doit choisir trois réseaux différents :

- un réseau de type HTA qui a des **caractéristiques moyennes** (paramètres électriques type impédances et paramètres dimensionnels type longueur entre autres) parmi les réseaux de distribution français. Il s'agit d'un réseau de type urbain sélectionné parmi les réseaux de la bibliothèque d'Electricité de France d'une longueur totale de 12 km qui a une charge maximale de 4458 kW (choix du $Q/P = \tan \varphi = 0.2$). Ce réseau est détaillé en annexe « Description des réseaux d'étude »

- Un réseau BTA générique qui soit typique. **Les GED seront insérés sur ce réseau** mais ses paramètres ne varieront pas (voir annexe « Description des réseaux »).
- Le **réseau d'étude** qui est présenté à la figure 1 - 5. U_{source} est la tension en amont de l'impédance de court-circuit (R_1, X_1) qui traduit une tension U_{N_1} au nœud N_1 égale à la tension à la sortie du transformateur HTB/HTA. Les différentes impédances R_i, X_i et charges P_i, Q_i sont nécessaires à l'analyse de l'impact.

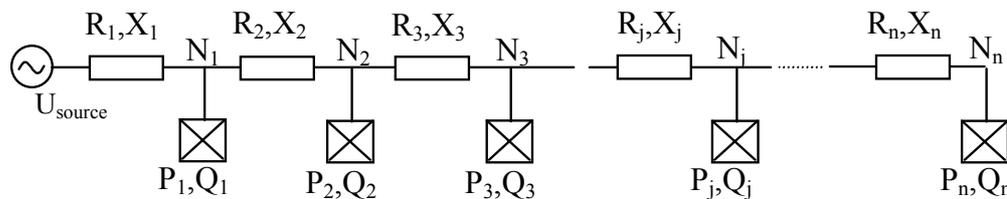


Figure 1 - 5 : Réseau simplifié pour l'analyse

b. 3. Outil informatique

L'outil de simulation choisi est le logiciel Arène ([AREN-2000] et [HUET-2001]). Ce logiciel a été développé par EDF pour servir de simulateur réseau de type ElectroMagnetic Transient Program [EMTP-1997]. Il a la particularité suivante : il est équipé d'une interface temps réelle permettant de tester des matériels physiques, voir chapitre 4 section 4.1. Ce choix est important, car il permet de valider les solutions développées pour les différents impacts. Dans le cas de l'étude des paramètres sur le plan de tension, on a utilisé uniquement le module de Calcul de Répartition des Charges ([WEED-1988] et [PHAD-1999]).

b. 4. Outil d'analyse

On reprend la chute de tension aux bornes d'une impédance série RX ($X = L\omega$) (voir figure 1 - 6). U_e est la tension d'entrée et U_s la tension de sortie. On considère alors que la chute de tension est égale à ΔU (angle θ très petit, cette hypothèse est connue sous le nom d'hypothèse de Kapp). Les puissances P_e, Q_e sont supposées connues au niveau de la tension d'entrée. Ce n'est pas toujours le cas ([WEED-1988] et [PHAD-1999]) mais l'outil d'analyse permet une assez bonne approximation de la chute de tension.

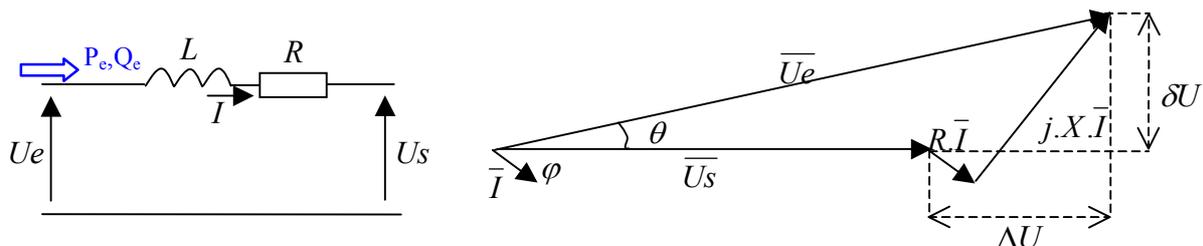


Figure 1 - 6 : Chute de tension aux bornes d'une impédance RL

On obtient donc, après projection $\Delta U = \frac{R.Pe + L\omega.Qe}{U}$. Cette expression peut être généralisée au réseau pour l'analyse et donne (en suivant les notations de la figure 1 - 5) :

$$\Delta U(N_j) = \frac{\sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j} R_l \right) P_k + \sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j} X_l \right) Q_k}{U_{source}} \quad \text{Equation 1 - 1}$$

b. 5. Indice de qualification

L'indice de qualification choisi pour illustrer l'effet des paramètres du réseau sur le plan de tension est l'écart relatif de l'élévation de la tension due à un producteur :

$$\varepsilon_{relatif}(N_j) = \frac{U_{avec_producteur}(N_j) - U_{sans_producteur}(N_j)}{U_{sans_producteur}(N_j)} \quad \text{Equation 1 - 2}$$

avec comme notation N_j l'un des nœuds du réseau et le producteur inséré au nœud g (illustration sur la figure 1 - 7 avec $g = 2$).

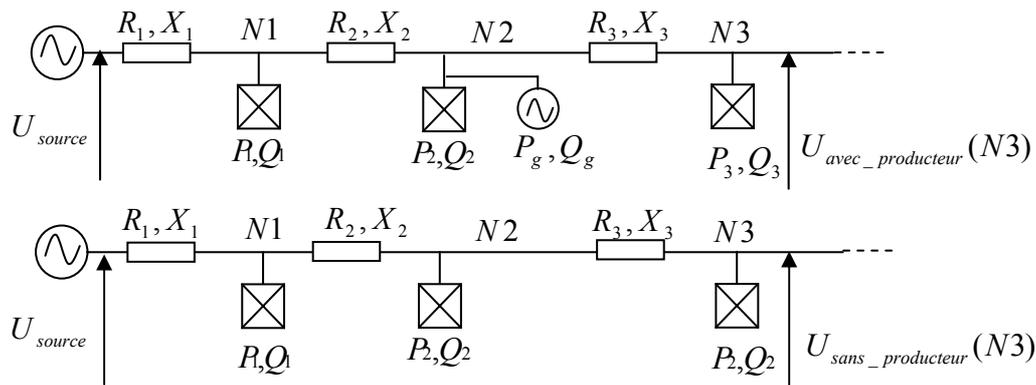


Figure 1 - 7 : Réseau pour l'indice de qualification

Si on développe cet indice, on trouve :

$$\varepsilon_{relatif}(N_j) = \frac{(U_{source} - \Delta U_{avec_producteur}(N_j)) - (U_{source} - \Delta U_{sans_producteur}(N_j))}{U_{source} - \Delta U_{sans_producteur}(N_j)} \quad \text{Equation 1 - 3}$$

$$\varepsilon_{relatif}(N_j) = \frac{\Delta U_{sans_producteur}(N_j) - \Delta U_{avec_producteur}(N_j)}{U_{source} - \Delta U_{sans_producteur}(N_j)} \quad \text{Equation 1 - 4}$$

En utilisant la formule approchée de la chute de tension, on obtient :

Avant le nœud de la GED :

$$\varepsilon_{relatif}(N_{j_{avant}}) = \frac{P_g \cdot \left(\sum_{k=1}^{j_{avant}} R_k \right) + Q_g \cdot \left(\sum_{k=1}^{j_{avant}} X_k \right)}{U_{source}^2 - \left(\sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j_{avant}} R_l \right) P_k + \sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j_{avant}} X_l \right) Q_k \right)} \quad \text{Equation 1 - 5}$$

Après le nœud de la GED :

$$\varepsilon_{\text{relatif}}(N_{j_{\text{après}}}) = \frac{P_g \cdot \left(\sum_{k=1}^g R_k \right) + Q_g \cdot \left(\sum_{k=1}^g X_k \right)}{U_{\text{source}}^2 - \left(\sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j_{\text{après}}} R_l \right) \cdot P_k + \sum_{k=1}^n \left(\sum_{l=1}^{k \leq j_{\text{après}}} X_l \right) \cdot Q_k \right)}$$

Equation 1 - 6

Avec $j_{\text{avant}} \in [1, g]$ et $j_{\text{après}} \in [g, n]$.

Cet écart relatif correspond à l'élévation de la tension en un point donné dû à l'insertion d'un producteur.

b. 6. Choix des paramètres du réseau

Afin d'illustrer l'étude, on ne montre que les résultats sur la position du réseau BTA contenant une GED.

b. 7. Résultats et exploitation

Les résultats de la figure 1 - 9 ont été obtenus en effectuant les simulations suivantes : on a placé un réseau BT avec producteur connecté successivement sur trois nœuds HTA différents :

- N1, sortie du poste source S (voir l'annexe « Description des réseaux d'étude »),
- N29 nœud UP 98 (273) au milieu du réseau,
- N55 qui est l'extrémité du réseau

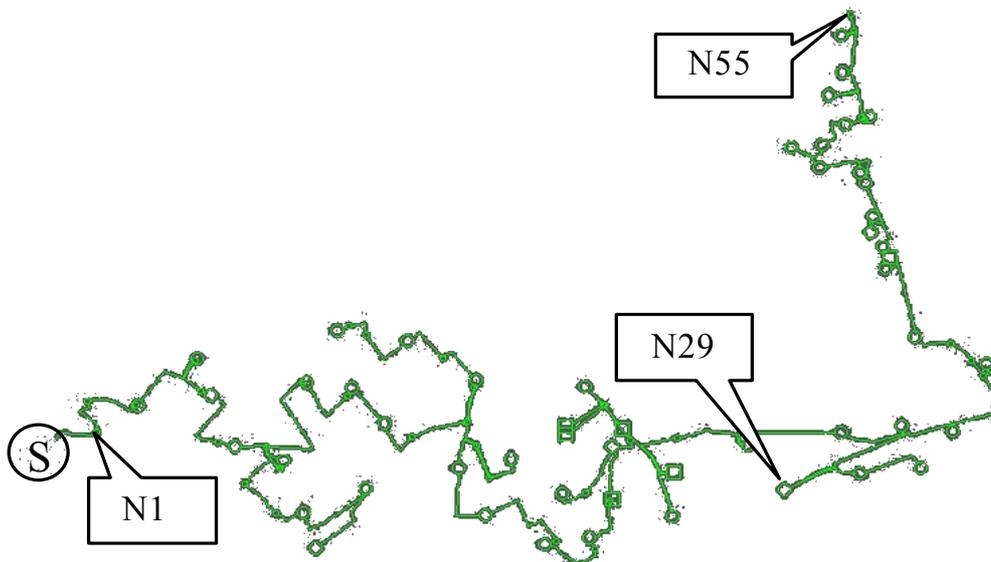


Figure 1 - 8 : Répartition géographique du départ de type urbain avec les trois départs BTA sur lesquels une GED de 250 kW a été connectée

et on a observé le profil de tension le long de la ligne principale HTA par des simulations successives avec Arène.

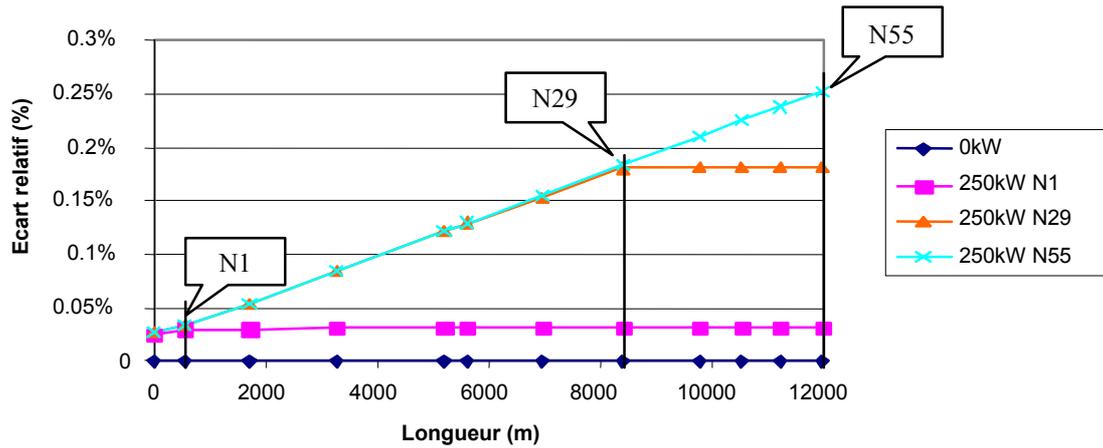


Figure 1 - 9 : Réseau pour l'indice de qualification

Explication analytique :

- Avant le point d'insertion du réseau BT avec producteur, l'écart relatif augmente linéairement :

En effet, l'équation 1 - 5 prouve que plus on évolue le long des nœuds sur la ligne principale, plus les sommes :

$$\left(\sum_{k=1}^{j_{\text{avant}}} R_k \right) \text{ et } \left(\sum_{k=1}^{j_{\text{avant}}} X_k \right) \text{ augmentent.}$$

Pour le **numérateur** : du fait de la relative uniformité des câbles du réseau urbain (principalement du 150mm²), les sommes augmentent linéairement avec la distance. On a donc aussi une augmentation linéaire du numérateur de l'écart relatif.

Pour le **dénominateur** : on a une expression de la forme $U^2 - \Delta U.U$ avec $\Delta U < 0.05.U$ (du fait de la réglementation française qui garantit une tension HTA à $\pm 5\%$ de la valeur de référence). On peut donc considérer le dénominateur constant.

En définitive, l'écart relatif augmente bien linéairement avec la distance entre le nœud considéré et le poste source.

- Après le producteur, l'écart relatif évolue très peu :

D'une part, après le point d'insertion, le numérateur de l'écart relatif ne varie plus :

$$\left(\text{num}(\varepsilon_{\text{relatif}}(Nj_{\text{après}})) \right) = P_g \cdot \left(\sum_{k=1}^g R_k \right) + Q_g \cdot \left(\sum_{k=1}^g X_k \right) = \text{cste} \quad \text{Equation 1 - 7}$$

Par contre, le dénominateur décroît avec la distance entre le nœud considéré et le poste source :

Après le nœud de la GED :

$$\text{denom}(\varepsilon_{\text{relatif}}(Nj_{\text{après}})) = U_{\text{source}}^2 - \left(\sum_{k=1}^{j_{\text{après}}} \left(\sum_{l=1}^k R_l \right) \cdot P_k + \sum_{k=1}^{j_{\text{après}}} \left(\sum_{l=1}^k X_l \right) \cdot Q_k \right) \quad \text{Equation 1 - 8}$$

Néanmoins, étant donné que la chute de tension est négligeable (réglementairement inférieure à 5%) devant la tension de la source, le dénominateur de l'écart relatif après le point d'insertion ne varie quasiment plus. D'où :

$$\text{Après le producteur : } \varepsilon_{\text{relatif}}(N_h) \approx \varepsilon_{\text{relatif}}(N_l) \quad \text{Equation 1 - 9}$$

Avec k et l supérieurs à g nœud HTA d'insertion du réseau BTA avec GED.

b. 8. Qualification de l'impact

L'exemple pris pour l'étude est tout à fait réaliste : la puissance appelée par le départ HTA est de 4,5 MW (réseau typique urbain), et la génération d'énergie dispersée a une puissance de seulement 250 kW.

Il est important de noter que, dans ces conditions, l'impact est de moins de 0,25% pour un producteur connecté en bout de ligne HTA.

Remarque : une élévation de 0,25% sur la HTA peut correspondre à une élévation de 20% sur la BTA dans le cas le plus défavorable (producteur au bout du réseau BT). En effet, à puissance transitée donnée, la chute de tension sur un niveau de tension plus faible est toujours beaucoup plus importante que la chute de tension sur un niveau de tension plus élevé. Remarque les limites de tension sur le réseau BTA sont de +6/-10%.

c. Conclusion sur l'approche relative

La méthodologie mise en place pour l'analyse des paramètres des réseaux de distribution HTA français afin de qualifier l'impact de la GED sur le plan de tension est très utile pour raisonner de manière relative. Elle permet d'affirmer que l'impact sur le plan de tension est significatif ($\varepsilon_{\text{relatif}} = 2,5 \%$) pour 10 producteurs connectés en bout de départ (relation linéaire montrée par l'approche analytique à l'hypothèse de Kapp près et la connaissance des puissances à l'entrée de l'impédance).

Cette méthodologie est ennuyeuse car elle est relative. En effet, il peut être intéressant de connaître les valeurs réelles des variations dues à l'insertion de la production décentralisée sur le réseau de distribution. C'est l'objet de la section suivante. Les études relatives permettent néanmoins d'extrapoler à d'autres cas d'insertion ou de réseaux en utilisant les règles de superposition. Des études massives (100% de production par rapport à la consommation) s'appuyant sur l'approche qualitative précédente ont été validées dans [CAIR-1-2002]

2.2.2. Résultats d'études pour la quantification d'impacts

Afin d'illustrer, en France, les impacts « néfastes » de la génération d'énergie dispersée connectée en Basse Tension sur les réseaux de distribution HTA, on présente, dans les paragraphes qui suivent, une étude quantitative sur plusieurs types d'impacts. Ces études ont été réalisées sur deux réseaux représentatifs. Ces deux réseaux sont dans la moyenne typique des réseaux urbains et ruraux. Ils sont issus de la bibliothèque de réseaux d'EDF. Ils ont été choisis pour leur représentativité des départements français. Ils sont très différents dans leur topologie (voir l'annexe « Description des réseaux d'étude »). Le réseau urbain est de type souterrain (majoritairement des câbles), avec un ratio résistance sur inductance proche de l'unité (soit $R/X \approx 1$). Le réseau rural est lui plutôt aérien, avec un ratio pour les lignes compris entre : $0.64 \leq R/X \leq 1.75$ suivant les sections utilisées.

Pour chaque département, les impacts HTA de l'insertion de producteurs en BT sont évalués suivant certains critères définis par les réglementations existantes pour les réseaux de distribution HTA. Le taux d'insertion n'est toutefois pas limité à sa valeur réglementaire afin de permettre une extension des conclusions de l'étude aux cas d'insertion massive qu'il sera possible de rencontrer dans la décennie à venir.

Pour chaque département, les points d'étude de cette thèse sont :

- le plan de tension HTA ;
- les courants de court-circuit HTA en régime permanent ($t > 250$ ms) et le plan de protection ;
- les niveaux de déséquilibre en tension sur la HTA dus à l'insertion de producteurs monophasés sur la BTA.

L'objectif est de montrer jusqu'à quel niveau l'insertion massive de GED en BT peut avoir un impact sur ces différents points.

a. Le plan de tension

Afin d'illustrer l'impact d'une insertion massive de GED sur le réseau de distribution, on a choisi un cas particulier de répartition spatiale de la GED sur un département. Ce cas permet de mettre en évidence les influences combinées du taux d'insertion et de la localisation des générateurs BT (voir figure suivante).

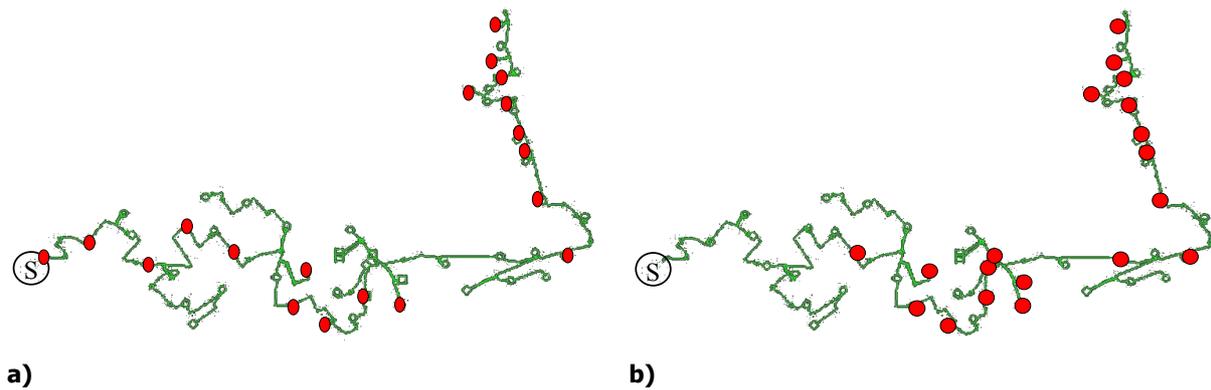


Figure 1 - 10 : Répartition géographique du départ urbain et cas d'insertion de 19 GED plus ou moins réparties a) uniformément réparties b) localisées principalement vers la fin du départ

Ainsi, on a tracé les différents plans de tension du réseau de type urbain.

- Sans GED,
- Avec 19 GED de 250 kW chacune connectées à des réseaux BT réparties uniformément dans le départ soit un total de 4750 kW et 950 kVar ($\tan\phi = 0.2$) voir figure 1 - 10 cas « a »,
- Avec 19 GED de 250 kW chacune connectées à des réseaux BT réparties principalement en fin de départ soit un total de 4750 kW et 950 kVar ($\tan\phi = 0.2$) voir figure 1 - 10 cas « b »,

Et ce pour deux cas de charge :

- a) Toutes les charges sont à leur valeur maximale, 4458 kVA au total,
- b) Toutes les charges sont à leur valeur minimale soit 891,6 kVA au total.

Dans les deux cas, les charges ont un $\tan\phi = 0.2$. Le niveau nominal pour le régulateur en charge est le rapport 63/21kV. Lorsque les figures indiquent +2.5%, cela indique que le ratio de transformation a augmenté de 2.5%. Rappel : les limites légales pour la tension au niveau HTA sont $U_{nominal} \pm 5\%$ avec $U_{nominal} = 20$ kV.

Les tensions sont relevées en chaque nœud de livraison du départ, sur l'artère principale et sont rangées en fonction de la distance au poste source suivant les différents cas d'insertion :

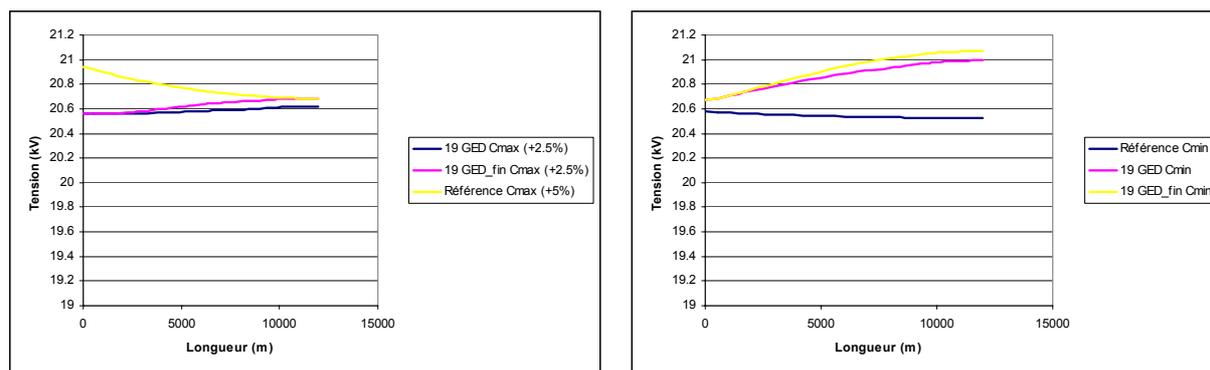


Figure 1 - 11 : Résultats de simulation pour le plan de tension

Dans la figure précédente, le cas « a » montre que dans les logiques actuelles de réglage des régulateurs en charge [CARR-2003], il n'y a pas de dépassement de tension :

- La courbe, *Référence_Cmax (+5%)* correspond au plan de tension sans GED avec des plots au niveau du régulateur en charge à +5% du nominal,
- La courbe *19_GED Cmax (+2.5%)* correspond au plan de tension avec 19 GED de 250 kW (réparties dans le cas « a ») qui ont modifié les plots du régulateur en charge à la position +2.5% du nominal,
- la courbe, *19_GED_fin Cmax (+2.5%)* correspond au plan de tension avec 19 GED de 250 kW (réparties dans le cas « b ») qui ont modifié les plots du régulateur en charge à la position +2.5% du nominal,

Dans le cas de charge minimale, la modification du plan de tension affecte de manière faible le niveau de la tension au niveau du poste source. Le régulateur en charge n'est alors pas modifié.

On observe que dans le cas particulier où l'action du régulateur en charge suit les logiques de réglage actuelles, on peut avoir un dépassement de la tension pour des niveaux d'insertion importants.

Une étude similaire a été réalisée sur le départ rural :

L'influence de la répartition spatiale des GED est maintenant évaluée en comparant une répartition uniforme de 23 GED, qui produisent chacune 100 kVA, à une répartition par zone de production. La puissance alors produite est égale à la puissance maximale consommée.

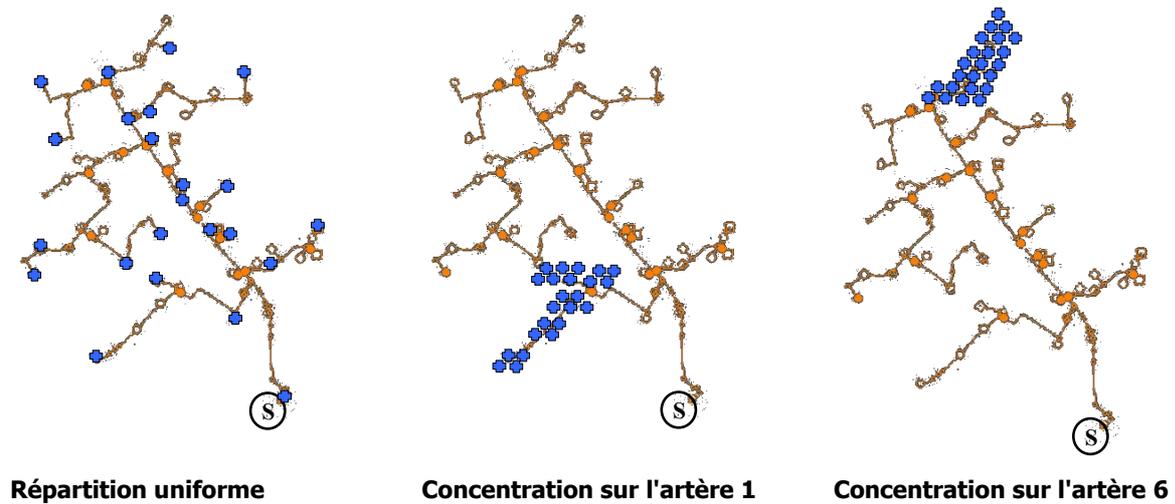


Figure 1 - 12 : Répartition spatiale des producteurs pour le réseau rural

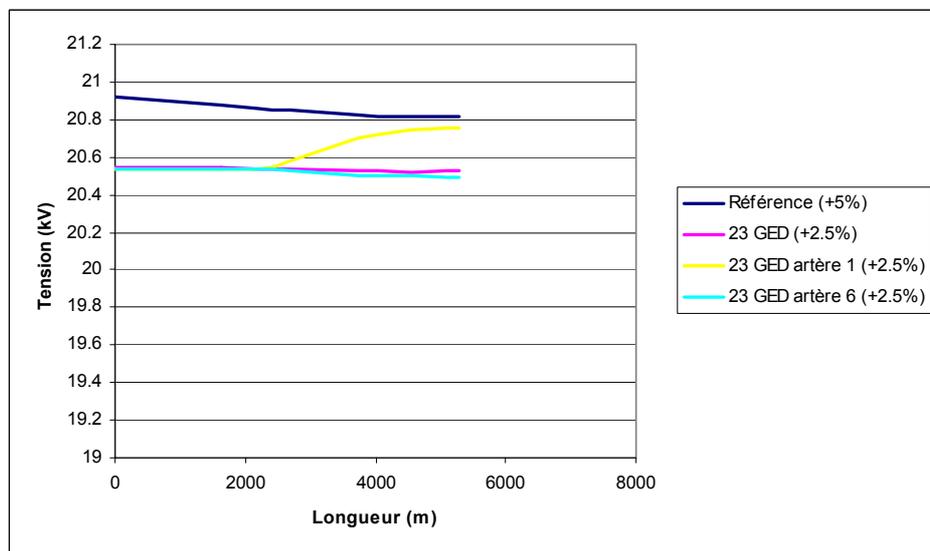


Figure 1 - 13 : Résultats obtenus pour une consommation maximale des charges (2290 kVA sous un $\tan\phi = 0,2$) pour l'artère 1

Plusieurs constatations peuvent être faites pour un cas de consommation maximal :

- L'insertion concentrée des 23 GED a tendance à relever le plan de tension de la zone où elle a lieu ;
- Les artères proches de l'artère 6 voient leur plan de tension relevé lors d'une insertion concentrée sur cette dernière ;
- On constate, sur la figure 1 - 13 globalement un abaissement du plan de tension par rapport à la référence dû essentiellement au changement de prise du régulateur en charge du poste source de façon à ne pas dépasser la limite haute de tension en tête de départ.

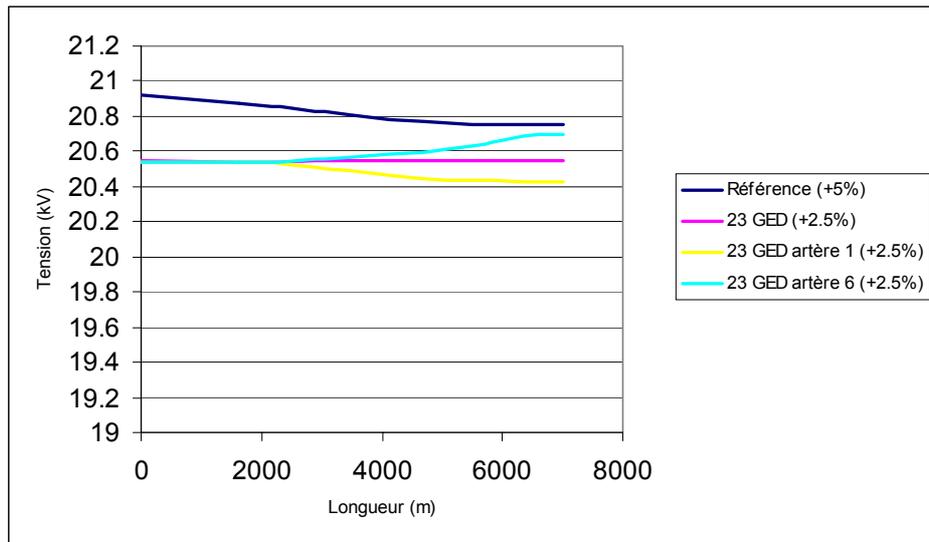


Figure 1 - 14 : Résultats obtenus pour une consommation maximale des charges (2290 kVA sous un $\tan\phi = 0,2$) pour l'artère 6

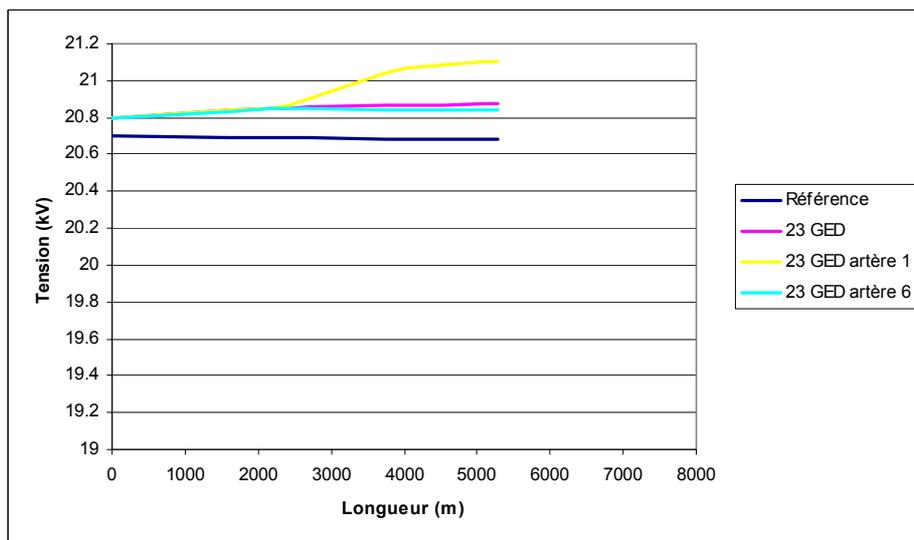
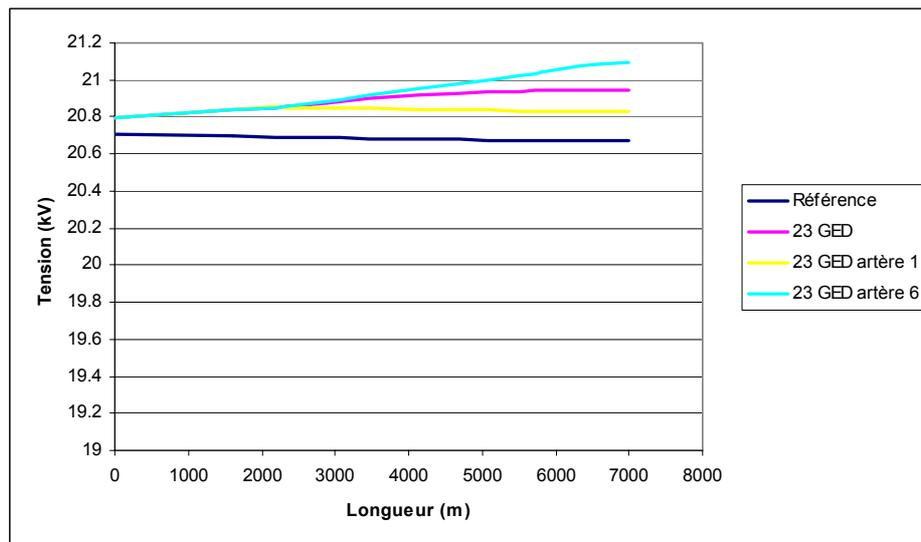


Figure 1 - 15 : Résultats obtenus pour une consommation minimale des charges (458 kVA sous un $\tan\phi = 0,2$) pour l'artère 1

On constate un dépassement de la limite haute de tension pour l'artère 6 (voir figure 1 - 15) lors d'une insertion concentrée sur cette dernière pour une consommation minimale des charge. Ceci est dû à leur proximité électrique ainsi qu'à l'éloignement du poste source. L'artère 1 ne voit pas de dépassement même dans le cas où elle accueille toute la production. En effet, cette artère est proche du poste source (l'approche relative sur la position du réseau BTA avec GED confirme ce résultat).



Artère 6

Figure 1 - 16 : Résultats obtenus pour une consommation minimale des charges (458 kVA sous un $\tan\phi = 0,2$)

L'impact de l'insertion de GED en BT sur le plan de tension HTA est certain. Il ne se manifeste toutefois que pour des puissances produites largement au-delà des limites réglementaires actuelles. Dans le cas où ces limites seraient amenées à évoluer de manière significative, voire à disparaître, les études d'impact lors de raccordement devront tenir compte de la localisation des GED raccordées en plus de leur puissance produite.

En ce qui concerne le départ rural, il faut toutefois noter l'importance de l'artère considérée et des couplages entre artères proches. Néanmoins, cela ne remet pas en cause un impact réduit pour le plan de tension HTA de l'insertion de GED en BTA à de faibles taux d'insertion. Une insertion massive (supérieure à 100% de la consommation maximale) va avoir un impact significatif. La caractéristique principale du réseau rural est la présence des conducteurs aériens. Ces conducteurs ont des impédances linéiques type inductives plus élevées que les câbles souterrains. Ceci a pour conséquence d'avoir des chutes de tension accentuées pour des transits importants de puissance réactive dans le réseau. Ceci ne remet pas en cause l'apport capacitif des câbles enterrés qui remonte globalement (sans transit de puissance) le plan de tension.

b. Les courants de court-circuit et sur le plan de protection

Les réseaux de distribution sont le siège de différents types de défauts caractérisés par leur forme et leur durée, ainsi que par l'intensité du courant.

Ainsi, on distingue :

- **Les défauts triphasés** : ce sont des courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre ;
- **Les défauts biphasés** : ce sont les courts-circuits entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre ;
- **Les défauts monophasés** : ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et la masse. Ils causent la circulation d'un courant homopolaire dont l'intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre ;
- **Rupture de conducteur de neutre (en Basse Tension si le neutre est distribué)** : ce type de défaut a des conséquences si le réseau considéré est déséquilibré. Ainsi, pour la phase la moins chargée, la tension est supérieure à la tension assignée et pour les autres phases, la tension décroît progressivement.

En fonction de la façon dont les défauts sont traités par les automatismes de service, on parle :

- **de défauts auto-extincteurs** : ils disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100 ms,
- **de défauts fugitifs** : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service ou par les disjoncteurs shunt après une ouverture brève. C'est le cas par exemple lorsque l'on est en présence d'un isolant gazeux qui se reforme sur lui-même dès la mise hors tension et la disparition de l'arc,
- **de défauts semi-permanents** : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1^{er} ou du 2^{ème} réenclenchement. C'est le cas par exemple de défaut dû à la croissance de la végétation qui disparaît lorsque celle-ci est consumée,
- **de défauts permanents** : Ils ne sont pas éliminés par les réenclencheurs et nécessitent l'intervention de l'exploitant. Ce type de défaut peut se trouver sur des câbles subissant des agressions extérieures entre autres (coup de tractopelle par exemple),
- **de défauts évolutifs** : il s'agit de défauts monophasés évoluant en biphasés ou triphasés,
- **de défauts intermittents** : ce sont des défauts monophasés qui réamorcent selon une périodicité. C'est le cas par exemple d'un court-circuit sur une ligne aérienne suite au balancement de conducteurs qui viennent toucher les branches d'un arbre.

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau est plutôt fréquent car lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- **Electriques** : c'est, par exemple, l'altération des isolants des matériels de réseau;
- **Atmosphériques** : la foudre, les tempêtes ou le givre pour les lignes aériennes ;
- **Mécaniques** : c'est, par exemple, la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs par des engins de terrassement ;
- **Humaines** : ce sont, par exemple, les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge.

Les effets des courts-circuits sont multiples :

b. 1. Effets dus aux surintensités

L'augmentation du courant due à un court-circuit va avoir plusieurs conséquences :

- **Effets thermiques** : la surintensité provoque une brusque augmentation des pertes dans les matériels et notamment les conducteurs et donc leur échauffement. Dans la pratique, si les protections fonctionnent normalement, le courant est coupé avant que les matériels n'atteignent leur température critique ;
- **Effets électrodynamiques** : la valeur crête du courant de court-circuit maximal provoque des efforts électrodynamiques dans les matériels. Ces efforts proviennent des forces électromagnétiques dites de « Laplace ». Ainsi, à chaque alternance, les conducteurs s'attirent et se repoussent avec une force proportionnelle au carré du courant qui les traverse.
- **Effets d'induction** : en cas de défaut dissymétrique à la terre, des forces électromotrices induites apparaissent. Elles peuvent être perturbatrices pour les circuits environnants tels que les lignes téléphoniques.

b. 2. Effets dus à la tension

Lors de l'apparition d'un court-circuit sur un réseau, la tension peut être affectée de différentes façons en fonction du point considéré. On observe deux types de contraintes :

- des **surtensions** sur les phases saines lors de défauts monophasés. Elles peuvent avoir des conséquences dommageables pour les matériels de réseau et notamment pour leur isolation (détérioration, claquage) ce n'est heureusement pas toujours le cas,
- des **chutes de tension** dans le voisinage du défaut dues au brusque appel de courant. Elles vont principalement avoir des conséquences pour les clients.

b. 3. Effets sur la stabilité des machines

Lors d'un défaut important sur le réseau, il y a un risque de perte de synchronisme des alternateurs. En effet, lors d'un court-circuit proche d'un alternateur, le couple électrique « C_e » est quasi nul et le couple mécanique « C_m » est à sa valeur avant défaut.

En considérant l'équation des masses tournantes :

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_e \quad \text{Equation 1 - 10}$$

On voit que le rotor de l'alternateur accélère, lorsque la tension à ses bornes baisse, et peut perdre le synchronisme (vitesse imposée par le réseau qui impose des grandeurs électriques qui ont une fréquence donnée) si le défaut dure trop longtemps.

Lors de cette étude quantitative, on a cherché à identifier l'impact de la GED sur la modification des courants de courts-circuits.

La norme CEI 909 [CEI9-1988], qui s'applique à tous les réseaux, radiaux et maillés, jusqu'à 230 kV, nous donne une méthode de calcul des courants de court-circuits. Celle-ci utilise le théorème de Thévenin pour faire le schéma équivalent des sources au point de court-circuit « A » puis utilise le théorème de superposition pour additionner les effets des producteurs (m est le rapport de transformation du poste HTA/BTA et Zi les différentes impédances).

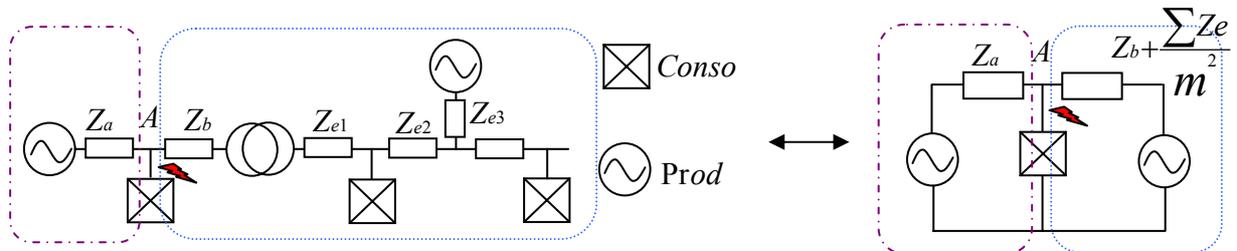


Figure 1 - 17 : Schéma d'un réseau HTA pour un court-circuit au point A et participation de la GED connectée en BTA

	URBAIN	RURAL
I _{cc} : courant dans le défaut	<ul style="list-style-type: none"> • P_{GED} augmente → I_{cc} augmente (ex I_{cc_tri} au niveau du poste source, défaut au poste source avec 19 GED de 250 kVA sur le réseau, voir figure 1 - 10 : I_{cc_tri}=4709 A+154 A (dû à la GED)) • si P_{GED} = P_{Conso} I_{CC_avec GED} = 1.032 x I_{CC_sans GED} • Δ I_{CC_avec GED} = 154 A = 4% I_{map} 	<ul style="list-style-type: none"> • P_{GED} augmente → I_{cc} augmente (ex I_{cc_tri} court-circuit triphasé au niveau du poste source avec défaut au poste source et 23 GED de 100kVA sur le réseau : I_{cc_tri}=2712A+51A (dû à la GED)) • si P_{GED} = P_{Conso} I_{CC_avec GED} = 1.019 x I_{CC_sans GED} • Δ I_{CC_avec GED} = 51 A = 2% I_{map}

Tableau 1 - 5 : Tableau récapitulatif pour les courants de court-circuit en régime permanent

Les contraintes sont environ deux fois plus grandes pour le départ urbain que pour le départ rural. Ainsi, par exemple, un défaut en sortie du poste source, pour une production

représentant 100 % de la consommation du départ considéré, entraînera une augmentation du courant en tête de départ de 154 A dans le cas d'un départ urbain et de 51 A dans le cas d'un départ rural. Mais cette variation vient plus de la différence de la capacité d'accueil des deux types de départ que de leurs caractéristiques intrinsèques. En effet, une production égale à 100 % de la consommation représente 4458 kVA dans le cas du départ urbain et 2241 kVA dans le cas du rural.

Pour les réseaux d'étude choisis et les conditions de charge, une insertion massive de production en BT a un effet quasi négligeable sur les courants lors de défauts HTA. Il est néanmoins nécessaire de rester vigilant quant à cette conclusion car le réseau considéré n'est pas un réseau critique. En effet :

- les caractéristiques de réseau conduisent à des faibles valeurs de courant de court-circuit ;
- les courants de court-circuit avant raccordement sont loin des limites de courants admissibles pour les matériels.

De plus, il est important de noter qu'une insertion de production, même non massive, peut faire du courant de court-circuit biphasé le courant dimensionnant, l'analyse de ce phénomène est donnée dans [CAIR-4-2002] et une mise en garde est ébauchée dans [CEI9-1988].

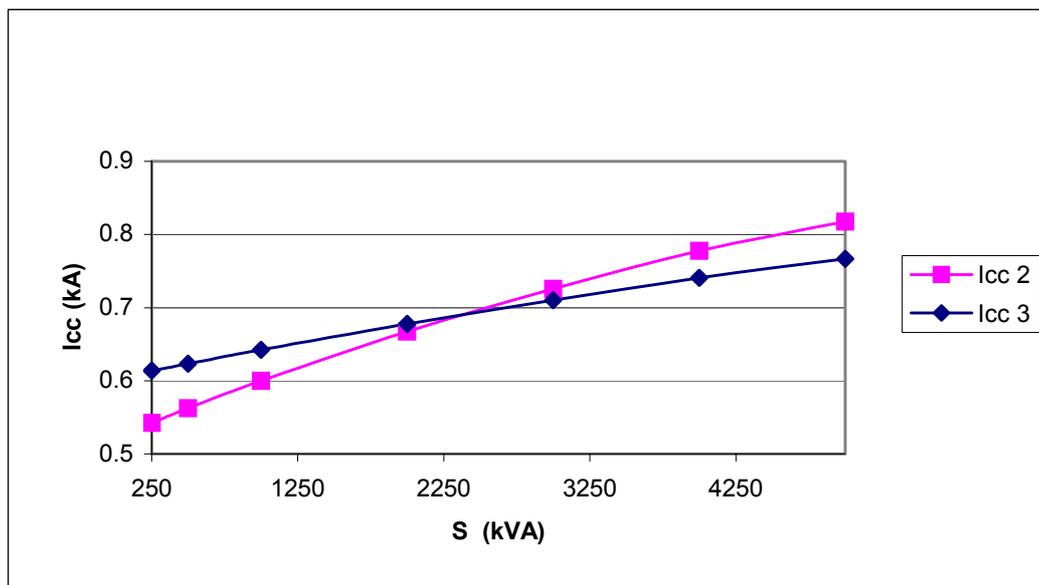


Figure 1 - 18 : Evolution des courants de court-circuit biphasés et triphasés en fonction de la puissance injectée par les 19 GED dans le cas du réseau urbain (figure 1 - 10) pour des conditions de charge particulières

Ce résultat est remarquable et remet en cause les réglages actuels des protections. En effet, la protection de base est la protection ampèremétrique à maximum de courant de phase. Cette protection est constituée de deux relais disposés sur deux phases distinctes au secondaire du Transformateur de Courant pour la mesure. La pratique règle le seuil de réglage inférieur à l'intensité du courant biphasé apparaissant au point électriquement le plus éloigné de l'origine du départ considéré (avec une marge de 20 %) et doit être supérieur à l'intensité du courant admissible sur le départ considéré (avec une marge de 30%) :

$$1,3 I_p \leq I_{\text{réglage}} \leq 0,8 I_{\text{cubi}}$$

Avec :

I_p courant de charge maximum sur le départ ;

I_{cubi} courant au jeu de barre HTA lors d'un défaut biphasé électriquement le plus éloigné.

Dans ces conditions, si le courant de court-circuit triphasé I_{cctri} devient inférieur au courant biphasé I_{cubi} , c'est le courant I_{cctri} qui doit être pris en compte dans les seuils de réglage.

b. 4. Plan de protection

En ce qui concerne le plan de protection deux phénomènes peuvent être envisagés :

- un **aveuglement** des protections dû à une diminution du courant les traversant lors du raccordement d'unités de production ;
- un **déclenchement intempestif** lors d'un défaut apparaissant sur un départ adjacent au départ contenant les unités de production.

Les simulations ont montré [MART-2001] que, dans le cas d'une insertion, même massive, de production en BTA sur les réseaux choisis, l'un ou l'autre de ces deux phénomènes n'apparaissent pas vu l'augmentation des courants de court-circuit dus à la GED et vu les pratiques actuelles de réglage des protections. Que ce soit pour le dimensionnement des matériels ou pour le plan de protection, l'impact d'une insertion massive de GED en BT est notable, mais dans le cas considéré, il n'est pas suffisamment important pour remettre fondamentalement en cause le fonctionnement du départ. C'est cette conclusion qui a amené à classer l'impact sur les courants de court-circuit en régime permanent derrière le plan de tension.

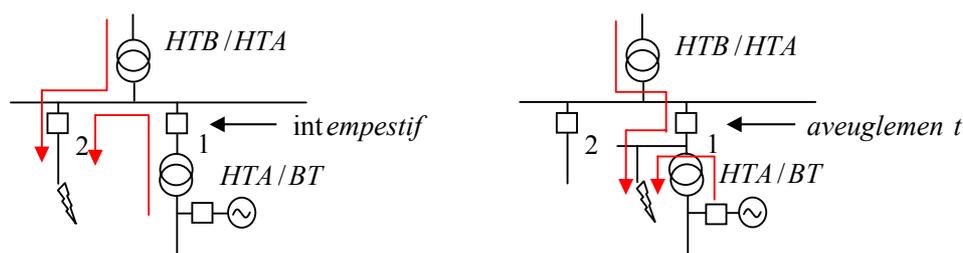


Figure 1 - 19 : Illustration des déclenchements intempestif et aveuglements des protections des réseaux de distribution

c. Impact sur les déséquilibres en tension sur la HTA suite à une insertion massive de producteurs monophasés

L'absence de données sur le déséquilibre du réseau en l'absence de GED n'a pas permis de simuler le cas de référence. Ainsi, seul un cas d'insertion massive monophasée a été étudié. Ses caractéristiques sont les suivantes : chaque sous-réseau BT est déséquilibré à 100% c'est-à-dire que les sources de déséquilibre monophasé sont réparties sur la même phase. C'est un cas critique et très peu probable car l'opérateur réseau tente toujours de répartir ces sources entre les différentes phases afin, justement, de limiter les déséquilibres. Toutefois, afin de ne pas simuler un cas totalement irréaliste, la phase sollicitée varie d'un réseau BT à l'autre. Pour le départ urbain, la répartition des sources monophasées est la suivante :

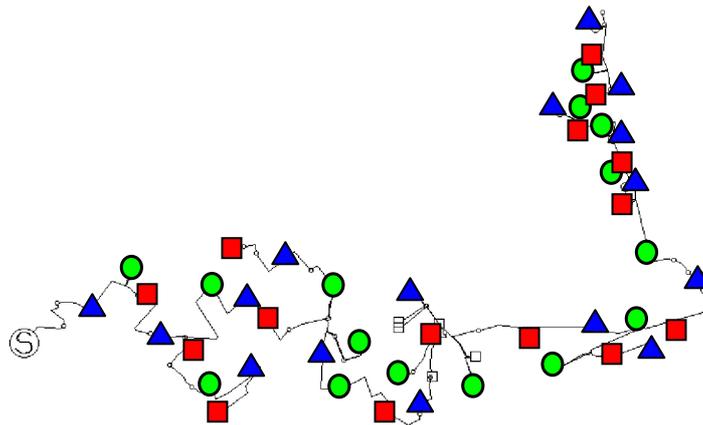


Figure 1 - 20 : Répartition spatiale des charges monophasées

Les triangles bleus, les ronds verts et les carrés rouges indiquent une insertion respectivement sur les phases A, B et C.

D'autre part, la simulation est menée dans un cas de charge maximale du départ.

Les valeurs des puissances transitant au niveau HTA sont :

- en tête du départ :
 - phase A : 1.435 MW
 - phase B : 1.47 MW
 - phase C : 1.177 MW
- sur l'ensemble des départs HTA du même transformateur 36 MVA :
 - A : 5.57 MW
 - B : 5.56 MW
 - C : 5.29 MW

On constate donc un déséquilibre certain au niveau du départ. Les autres départs sont équilibrés.

Le taux de déséquilibre est défini par le rapport des valeurs crêtes de la tension inverse sur la tension directe nominale (soit 16330 V). Ce taux doit être inférieur réglementairement à 2%. La tension inverse sur le réseau ne dépasse pas 64V, ce qui donne un taux de déséquilibre inférieur à 0.32%. D'autre part, plus le nœud considéré est éloigné du poste source, plus son taux a tendance à augmenter, car le rééquilibrage "statistique" entre les réseaux BT se fait de moins en moins.

Malgré une approximation maximaliste des déséquilibres en BT, la tension inverse en HTA reste faible dans le cas urbain.

Dans le cas rural : les caractéristiques sont exactement les mêmes que dans le cas urbain. Les positions des réseaux BT sont indiquées sur la figure ci-dessous.

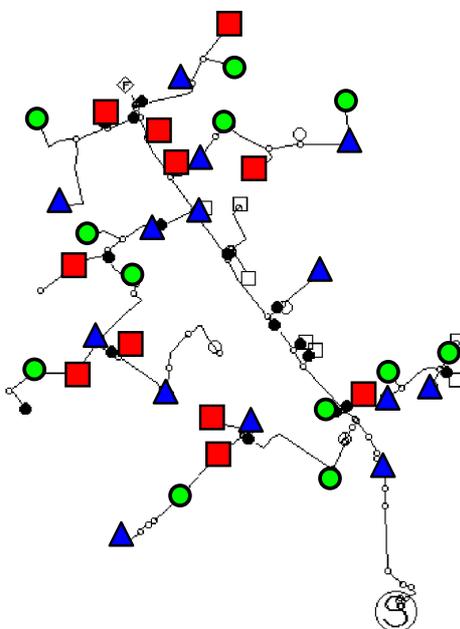


Figure 1 - 21 : Cas d'insertion de générateurs monophasés

Les triangles bleus, les ronds verts et les carrés rouges indiquent toujours une insertion respectivement sur les phases A, B et C.

Les valeurs des puissances transitant au niveau HTA sont :

- en tête du départ :
 - phase A : 0.696MW
 - phase B : 0.658MW
 - phase C : 0.686MW
- sur l'ensemble des départs HTA du même transformateur :
 - A : 4.73MW
 - B : 4.71MW

- C : 4.73MW

La tension maximale en inverse est de 25V, ce qui donne un taux maximal de 0.125%. Les taux de déséquilibre sont toujours largement inférieurs à 2%. On constate cependant une plus grande disparité que dans le cas urbain du fait de l'arborescence. Les nœuds en extrémité d'artères ont généralement un taux plus élevé que la moyenne des nœuds intermédiaires.

d. Conclusions générales sur les impacts

Les deux études menées sur les départs urbain et rural permettent de conclure à une absence d'impact significatif pour les niveaux d'insertion tels qu'ils sont actuellement recommandés par les arrêtés et sur les réseaux « moyens » français. Ce n'est plus tout à fait le cas pour des taux d'insertion de l'ordre de la consommation totale du départ. Encore faut-il souligner que même dans ces conditions, il n'y a pas d'impacts sur le taux de déséquilibre.

Cette conclusion doit être nuancée par les deux points suivants :

- même si les départs choisis ont une représentativité moyenne des départs français, il peut exister des cas où les impacts sont beaucoup plus importants (il existe des réseaux qui présentent des chutes de tension plus élevées) ;
- la combinaison d'une insertion massive de GED en BT et de producteurs décentralisés en HTA va conduire à des impacts majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution [CANA-2000].

C'est pour cette raison que, même si les résultats présentés dans cette étude ont le caractère rassurant d'une prospective à moyen terme, il convient dès maintenant d'envisager des solutions qui permettront, dans le futur, l'intégration des générateurs décentralisés dans les réseaux de distribution à des taux de pénétration élevés. Le point d'étude le plus important et à solutionner qui a été identifié par analyse relative et confortée par une analyse quantitative sur des cas moyens français est le respect du plan de tension et des contraintes réglementaires. Cette analyse est confortée par [CORT-1999], [FRAI-2001], [LEME-1999], [JENK-2000], [MAST-2002], [MIAO-2001] et [SMIT-2001]. Ces derniers expliquent que l'impact de la GED (connectée en basse tension ou en moyenne tension) doit être traité impérativement du fait de la criticité de l'impact. Des sur ou sous-tension mettent en danger la sécurité des personnes et des biens.

2.2.3. Conclusion sur l'insertion de Génération d'Energie Dispersée

Actuellement, la capacité d'accueil de la production est à l'image de la capacité d'évolution de la charge : le réseau peut accueillir des quantités non négligeables de cette production. Cette remarque est néanmoins à nuancer. En effet, il faut tenir compte :

- du cas particulier des réseaux « faibles », ou à faible puissance de court-circuit,
- d'un relâchement des contraintes. En effet, on peut imaginer, suite à l'ouverture du marché et à la désintégration verticale des grands monopoles, la modification du cahier des charges des réseaux de distribution pour une diminution des coûts.

On va voir, dans la partie suivante et au travers d'un rapide état de l'art, comment augmenter dans les cas les plus critiques, la capacité d'accueil et respecter les contraintes légales sur le plan de tension. En effet, les contraintes légales de la tension sont Un $\pm 5\%$ et on a montré qu'elles pouvaient être dépassées en cas d'insertion massive ou sur des réseaux faibles.

3. Eléments de solution

Afin de régler les problèmes identifiés précédemment et d'accueillir un nombre encore plus important de producteurs décentralisés, tout en respectant les contraintes techniques, légales et sécuritaires pour les biens et les personnes, on peut décliner un certain nombre de solutions suivant plusieurs axes. Dans un premier temps, les solutions de type structurelles, remettant en cause le réseau lui-même, sont montrées. Dans un second temps, on va faire une revue des solutions de type fonctionnelles (ajout de fonctions spécifiques ne remettant pas en cause la structure du réseau lui-même). Une troisième partie clôturera ce chapitre en donnant concrètement les choix technologiques possibles pour réaliser les deux classes de solutions précédentes.

3.1. Solutions structurelles

La première classe de solutions proposée fait appel à une modification de la structure même du réseau. Il s'agit donc de revoir partiellement ou complètement les réseaux et d'envisager :

- du maillage pour réduire l'impédance des lignes et donc diminuer l'impact de la GED sur le plan de tension, ceci remet en cause tout le dimensionnement du plan de protection associé,
- de l'îlotage, ceci pose des problèmes d'exploitation et de sûreté des personnes et des biens. Le réseau de transport étant considéré comme un système îloté à par entière.

Pour l'instant, toutes ces solutions s'inspirent principalement de ce qui se fait au niveau des réseaux de transport, en gardant bien en vue la spécificité de réseaux de distribution (composition, diffusivité et versatilité des charges, entre autres).

3.2. Solutions fonctionnelles

De même que pour les solutions structurelles, on peut s'inspirer des méthodes développées pour le réseau de transport. On pourra ainsi mettre en place des nouvelles fonctions dans le réseau de type :

- Conduite,
- Auto adaptation,
- Filtrage et stockage,
- Production.

Ces fonctions s'appuient sur des matériels présents dans le réseau ou à rajouter. Elles ne modifient pas la structure du système en profondeur.

3.2.1. Les solutions fonctionnelles de type conduite

Suivant la définition de [DOUL-2003] : « La conduite du réseau comprend l'ensemble des actions réalisées par un agent pour maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle-ci a été interrompue ».

On doit, dans un premier temps, décrire de manière stricte les fonctions des matériels qui peuvent être conduits ou gérés dans les réseaux de distribution publics afin de maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité :

- Les fonctions d'adaptation du niveau de tension et de gestion de l'énergie réactive transitant sur le réseau,
- les fonctions pour coordonner les fonctions précédentes.

La coordination de ces moyens de réglage est supposée centralisée lorsque l'on parle de conduite des réseaux. C'est le principe de Energy Management System (EMS) largement répandue dans la littérature actuelle [AUGU-2002], [HART-2001].

Il existe des classes de solutions qui nécessitent peu ou pas d'infrastructures de télécommunications. Ces solutions sont dites « décentralisées ». Elles sont à l'opposé des solutions globales [BONH-2001]. Elles ont les faiblesses des systèmes aveugles ou ayant très peu d'informations sur leur environnement. Leur principal avantage repose sur les coûts faibles en infrastructure de télécommunication. Les informations sur l'état du réseau de tels réglages sont purement locales. Cette vision locale limite ainsi la connaissance du reste du réseau.

Il est à citer, à titre d'exemple, cette piste d'étude : pour éviter les effets liés à l'élévation de tension, on peut envisager une commande sur le réactif qui « efface » le producteur (absorption de Q telle que $XQ = RP$). Le problème avec cette méthode est qu'il y a un effacement uniquement « local » du producteur au point de raccordement. La modification des transits de puissance va affecter différemment les lignes du réseau suivant leur ratio R/X et risque de modifier différemment les niveaux de tension aux autres nœuds du réseau.

La versatilité des charges, des points d'injections de puissance et des lignes qui constituent le réseau permet difficilement de tirer des méthodologies généralisables à tous les réseaux. Néanmoins, on est capable de donner des limites correctes pour ce genre de moyens de réglage décentralisé pour un fonctionnement sécurisé des réseaux. Les solutions centralisées avec des moyens de communication sont nécessairement meilleures car elles permettent de lever une certaine part d'incertitude sur le réseau. Il s'agit de faire un compromis entre investissements et résultats attendus.

3.2.2. Les solutions fonctionnelles de type filtrage-stockage

Les solutions de type filtrage et stockage sont intéressantes. En effet, elles peuvent être aussi utilisées lorsque les injections de puissances sont intermittentes (éolien et photovoltaïque entre autres) et lorsque l'énergie stockée peut être délivrée pendant les périodes de forte consommation. Cette redistribution de l'énergie peut être couplée à des pics de prix sur les kWh au niveau de bourses de l'énergie, voir [MEIS-2001].

On a alors à faire à un système de pilotage et d'information qui est à construire de toute pièce. Cette reconstruction doit prendre en compte des particularités du réseau de distribution et des grandeurs électriques que l'on veut gérer ou lisser. Une réflexion peut alors être envisagée sur la taille des éléments de stockage ainsi que leur localisation [YANG-1996].

3.3. Solutions technologiques

On entend par solutions technologiques, les solutions à apporter pour mettre en place ou accompagner les deux classes de solutions proposées (fonctionnelles et structurelles).

Comme il a été cité dans les paragraphes précédents, les classes de solutions sont souvent inspirées de solutions existantes et déjà introduites au niveau du transport. Elles correspondent à l'ajout de matériels réseau à des fins de réglage ou de protection. On peut citer :

- les auto-transformateurs et les régulateurs en charge,
- les capacités série et parallèle pour la compensation de certaines lignes,
- des dispositifs d'électronique de puissance de type D-FACTS [ETXE-2003] (Distribution Flexible AC Transmission System, voir chapitre 2 section 2.3.1),

Les **première** et **deuxième** classes de solutions existent déjà au niveau des réseaux de transport et aussi au niveau des réseaux de distribution, mais ne sont pas coordonnées avec d'autres moyens de réglage. En effet, au niveau du poste source, on peut trouver :

- un régulateur en charge pour ajuster la tension à la sortie du poste source à une valeur de consigne.
- un banc de capacité (connexion shunt) qui permet de compenser la puissance réactive consommée par le réseau de distribution desservi par le poste source.

La **troisième** classe de solutions correspond à l'ajout de système FACTS à base d'électronique de puissance permettant de modifier les impédances des lignes ou d'injecter à des positions intéressantes des puissances réactives voulues. Cette classe de solutions ne

modifie pas la structure du réseau mais permet, par des ajouts localisés de matériels, de régler efficacement plusieurs problèmes. Certains de ces dispositifs FACTS ont déjà été portés au niveau des réseaux de Distribution et sont nommés D-FACTS. On peut citer pour exemple :

- les « custom power » (solutions personnelles en terme de production) qui correspondent à l'ajout de D-FACTS (Distribution FACTS) pour :
 - immuniser des clients des perturbations du réseau,
 - éliminer les perturbations de certains clients « pollueurs » pour le reste du réseau.
- certains compensateurs d'énergie réactive qui peuvent compenser « activement » les chutes de tension dans le réseau pour plusieurs clients (solutions collectives mises en place par le gestionnaire du réseau de distribution).

Cette classe de solutions, bien que séduisante par sa flexibilité, est handicapée des coûts d'achat et de fonctionnement élevés. Les coûts de fonctionnement sont aussi grevés par une maintenance obligatoire comme tout système à base d'électronique de puissance. Ces investissements ne peuvent être justifiés que par un besoin impérieux de réglage de grande finesse et de grande qualité ou encore l'immunisation du reste du réseau de ses propres pollutions pour ne pas payer des pénalités. En effet, les industriels qui utilisent, par exemple, des fours à arcs, sont sources de nombreux harmoniques qu'il faut éliminer impérativement.

De manière générale, l'ajout de dispositifs de réglage dans un réseau de distribution est coûteux mais peut être nécessaire. Ces éléments devant être télégerés, le coût du réseau de communication associé ainsi que le coût de la maintenance et la fiabilité doivent aussi être pris en compte pour le chiffrage technico-économique de la solution.

Afin de profiter au maximum de la Génération d'Énergie Dispersée (GED) et pour l'augmentation globale de la fiabilité et de la sécurité du réseau, des modifications sont à réaliser. Plusieurs classes différentes de solutions risquent d'apparaître en fonction des investissements possibles et de l'état de modernisation des réseaux de distribution des pays électriquement développés. Ces modifications ne peuvent pas se faire instantanément vu le coût associé à de nouvelles architectures.

On peut proposer une projection possible des réseaux de l'avenir des pays électriquement développés suivant plusieurs étapes :

- A court terme : des solutions de gestion intelligente des différents éléments de réglage existant dans le réseau doivent être testées et validées. Ces solutions permettront l'insertion massive de production décentralisée mais ne devraient pas, dans un premier temps, modifier l'architecture même du système ainsi que sa conduite (pas de secours de la GED pour la ré-energisation du réseau de transport). C'est ce point qui fait l'objet du chapitre suivant.
- A moyen terme : des solutions matérielles et de gestions permettront d'imaginer un fonctionnement autonome d'une partie du réseau de distribution.
- A long terme : ces mêmes solutions autonomes devraient pouvoir communiquer et permettre la réenergisation et/ou le secours du réseau de transport en cas d'incident majeur.

4. Conclusion

En ce qui concerne les impacts de la génération d'énergie dispersée sur le réseau de distribution. La première partie de la thèse s'est appliquée à faire une revue des impacts les plus conséquents. Les études avaient été séparées, EdF R&D ont réalisé un certain nombre d'études concernant les impacts des GED insérés en BTA sur les réseaux BTA. Durant la thèse, on a repris les études HTA/HTA qui avaient été vues dans [CANA-2000] et fait les études de transmission des impacts de la BTA sur la HTA. Usant de l'expertise acquise, on a aussi étendu à des impacts HTA/HTB et HTB/HTA. Ils peuvent être synthétisés dans le tableau suivant (+pour impacts importants à - pour impacts négligeables) :

<i>GED/réseau</i>	<i>BTA/BTA</i>	<i>BTA/HTA</i>	<i>HTA/HTA</i>	<i>HTA/HTB</i>	<i>HTB/HTA</i>
Plan de tension	++	+	++	+	- (0)
Courants de courts-circuits	++	+	+	(1)	(1)
Déséquilibres	+	-	(2)	(2)	(2)
Stabilité	(3)	(3)	+	+	+

Tableau 1 - 6 : Tableau récapitulatif de quelques impacts de la GED sur les réseaux de distribution

(0) Le régulateur en charge est déjà une solution à cet impact : afin que les variations de tension du réseau de transport et de répartition ne soient pas transmises, il ajuste le niveau de tension en sortie du poste source. Il a, de plus, des tolérances très importantes ($\pm 12\%$ sur la HTB et assurer 21kV à 1-2% près).

(1) Les études n'ont pas été réalisées.

- (2) Il n'existe pas de production monophasé à ces niveaux de tension (le neutre n'est pas distribué). On part sur l'hypothèse que les générateurs décentralisés à des niveaux de tension élevés ne doivent pas être générateurs de tension inverse.
- (3) Si l'on considère les protections de découplages actuelles et le plan de protection, la stabilité du réseau tel que l'on peut le modéliser semble assurée (si les GED se déconnectent et si la stabilité du réseau amont – répartition ou transport – n'a pas été affectée).

Une coordination par des moyens de gestion devrait permettre, au delà de la diminution des pertes possible, de respecter en chaque nœud du réseau la tension réglementaire (en HTA 19-21kV) et une augmentation de la capacité d'accueil des réseaux de distribution (augmentation du taux de pénétration de la GED).

Il est aussi à noter que l'ouverture à la concurrence des réseaux de distribution peut induire une baisse significative des investissements d'infrastructures, voire un relâchement des contraintes sur la qualité du réseau lui-même. Une gestion optimale d'un maximum de moyens de réglages (incluant les GED) peut permettre de garantir le respect des contraintes en tension des réseaux de distribution [CORT-1999].

Chapitre 2

« Quand on a compris que le malentendu est le lot de la condition humaine, il n'y a aucune honte à se tromper, mais seulement à omettre de corriger ses erreurs »

G. Soros

Chapitre 2 :

Modélisation du réseau et des moyens de réglage associés

1. Introduction

Le chapitre précédent a présenté le risque de dépassement du plan de tension suite à l'insertion massive de production décentralisée. Ce second chapitre présente les moyens de réglage possibles présents dans le réseau qui ont une action sur le plan de tension. Le calcul du plan de tension d'un réseau électrique est réalisé par un calcul de répartition. [WEED-1988] présente les méthodes classiques de calcul de répartition qui donne l'état des flux de puissance ainsi que l'état électrique des différents nœuds du réseau. Les modèles présentés sont des modèles statiques pour les études de plan de tension. La première section montre les modèles retenus pour les différents éléments du réseau qui ont une action pour le réglage de la tension. Ces éléments ont des spécificités particulières concernant leurs grandeurs de commande qui peuvent être continues ou discrètes. Le choix de la gestion du plan de tension dans le cas français au niveau de la HTA entraîne des études statiques sur des grandeurs électriques triphasées équilibrées. La troisième section analyse les modélisations particulières à mettre en place pour les réseaux de type nord-américain dans le cas d'études statiques pour des systèmes triphasés déséquilibrés qui ont permis de

réaliser les études des déséquilibres. Ces modélisations permettent aussi la gestion des déséquilibres en tension dans les réseaux de distribution de type nord-américain mais n'est pas traitée dans la thèse.

2. Description et modélisation des éléments du réseau

Le paragraphe suivant traite les manières classiques de modéliser les éléments du réseau. L'annexe « Composantes Symétriques » présente la théorie des composantes symétriques. La première partie présente les modèles des éléments série modélisés par une cellule en Pi. La seconde partie présente les stratégies existantes des régulateurs en charge. Ces stratégies sont maintenant remises en cause si la GED est connectée au niveau des réseaux de distribution.

2.1. Modèles des éléments réseaux série de type cellule en Pi

2.1.1. Lignes triphasées équilibrées

Les lignes, les câbles et les divers éléments de coupure peuvent être modélisés par un schéma équivalent électrique en π . Le modèle en π est l'un des plus répandus pour les éléments passifs. Il donne des caractéristiques symétriques (quel que soit le sens de parcours de la puissance, l'impédance vue du nœud i est la même que celle vue du nœud j).

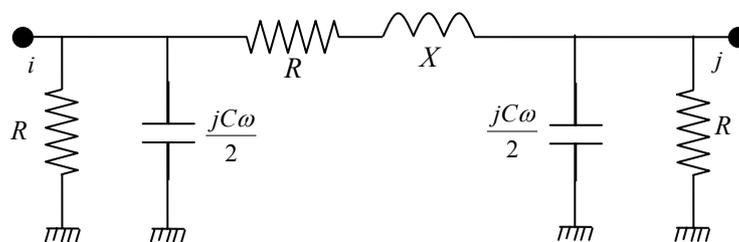


Figure 2 - 1 : Modélisation des lignes et câbles par un schéma étoile équivalent

De nombreux livres détaillent ces différents modèles et montrent les moyens d'intégrer l'influence de la terre dans les paramètres des lignes (cf [CARS-1926] et [EMTP-1997]). [WANG-2001] donne une revue très intéressante des différentes méthodes. Les Techniques de l'Ingénieur – [ESCA-1-1999] [ESCA-2-2003] – présentent aussi les méthodes pour calculer les paramètres des lignes et câbles). L'annexe « Extraction des paramètres des lignes » présente les moyens d'estimer les paramètres de la ligne (Méthode de Gary et Pollaczek-Carson). On a choisi d'utiliser le logiciel EMTP qui se base sur la résolution de l'intégrale de Pollaczek en utilisant la décomposition en série donnée par Carson.

2.1.2. Transformateur du poste source

La figure 2 - 2 présente le schéma phase-étoile équivalent d'un transformateur triphasé symétrique de type HTB/HTA avec régleur en charge. Les différentes impédances Z (traduisant les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire) et Y_0 (qui traduit l'impédance à vide) sont extraites des données des constructeurs. La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre k symbolise le ratio du régleur en charge (les tensions sont exprimées en per unit de chaque coté du transformateur, k est donc proche de 1 pour des tensions proches des tensions nominales) :

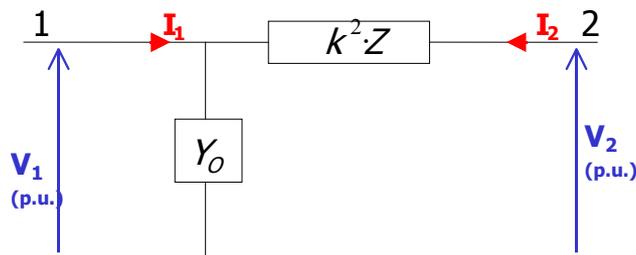


Figure 2 - 2 : Modélisation du transformateur

Si l'on se réfère aux données constructeur, k prend des valeurs discrètes pour les régleurs en charge des réseaux de distribution. Pour un transformateur HTB/HTA (63kV/20kV de puissance nominale entre 1 et 36 MVA), on a ainsi :

	VALEUR SI	VALEUR PU
Tension nominale primaire	62.5	1
Tension nominale secondaire	21	1
Etendue de réglage	$\pm 12\%$	$\pm 12\%$
Echelon de $x\%$	1%	1%
Rapport de transformation nominal ($V_{p_{nom}}/V_{s_{nom}}$)	125/42	1
$k =$ réglages avec 11 prises (l entier variant de -12 à 12)	$125/42 + (l \times 5/168)$	$1 \pm (l \times 0.01)$

Tableau 2 - 1 : Exemple de données constructeurs

Il existe d'autres transformateurs qui ont un nombre différent de prises pour le régleur en charge. Ainsi, sur le réseau français, on peut trouver des transformateurs équipés de 19, 21 ou 25 prises pour le régleur en charge.

2.2. Stratégies de réglage existantes pour les transformateurs équipés de régleurs en charge

Actuellement, il existe deux stratégies différentes pour le réglage de la tension grâce aux régleurs en charge des transformateurs situés au niveau des postes sources. Ces stratégies ont été créées pour les réseaux de distribution ne contenant pas de GED. La thèse [CANA-2000] a prouvé que :

- la régulation, avec compoundage, du régleur en charge, pouvait diminuer la tension en présence de GED. En effet, la GED provoque la diminution du courant qui transite dans le transformateur en fournissant localement la puissance aux charges du réseau de distribution. Le régleur en charge a donc tendance à changer de prise le régleur et diminue la tension (voir section 2.2.2) au niveau du poste source. Les départs qui ne contiennent pas de GED risquent d'être en sous-tension (par exemple à un niveau inférieur à 19 kV),
- la régulation, sans compoundage, peut ne pas voir l'élévation du plan de tension dans les départs qui ont de la GED et donc maintenir la tension en sortie du poste source à un niveau élevé provoquant la sur-tension (par exemple supérieure à 21 kV) du départ contenant de la GED.

2.2.1. Régulation automatique de la tension sans compoundage

La tension directe du nœud à régler (sortie du poste source) est comparée à un niveau de tension de consigne. Lorsque l'écart des deux tensions est supérieur à une valeur donnée ΔV , le passage à une autre prise est temporisé d'un temps T_1 . Si après le changement de prise, l'écart de tension est toujours supérieur à la valeur ΔV , alors le passage d'une nouvelle prise est temporisé d'un temps $T_{int} < T_1$ [EURO-2000].

2.2.2. Régulation automatique de la tension avec compoundage

On retrouve exactement la même régulation que celle définie ci-dessus avec une simple modification de tension de consigne à la sortie du poste source. Ce changement de consigne permet de maintenir la tension voulue à un autre nœud (k) du réseau en évaluant sa tension. Cette évaluation se fait sur la base des courants qui transitent dans le transformateur. La formule associée correspond à $V_k = V_{\text{transfo}} - Z_{\text{ligne}} \cdot I$ pour les composantes simples.

$$V_k = \sqrt{|V|^2 + R^2 \cdot |I|^2 + 2 \cdot |V| \cdot |I| \cdot R \cdot \cos(\varphi)}$$

Équation 2 - 1

Avec :

$$\begin{aligned} \underline{V} &= V_{Réel} + j \cdot V_{Imag} \\ \underline{I} &= I_{Réel} + j \cdot I_{Imag} \\ \varphi &= \arctan(I_{Imag} / I_{Réel}) - \arctan(V_{Imag} / V_{Réel}) \\ R &= |Z| \text{ est le facteur de compoundage} \end{aligned} \quad \text{Équation 2 - 2}$$

V est la tension simple au secondaire du transformateur, I est le courant déphasé d'un angle φ avec la tension. La figure 2 - 3 explique les grandeurs mesurées :

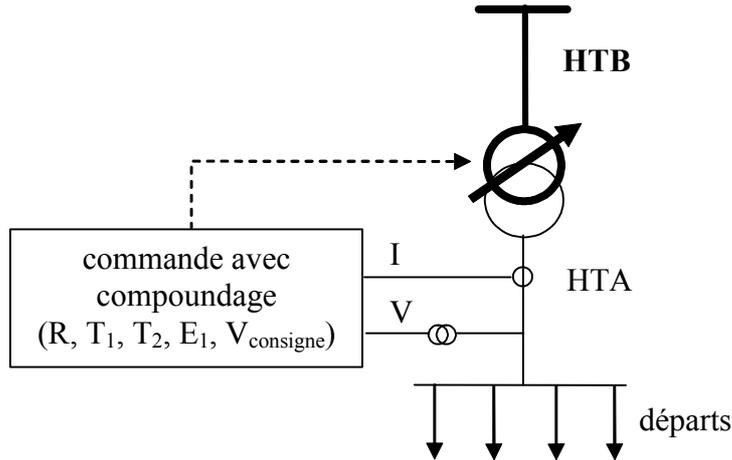


Figure 2 - 3 : Illustration des mesures nécessaires pour le réglage avec compoundage
 Les mesures des tensions et des courants dans le transformateur permettent d'avoir une image de la chute de tension d'un nœud dans le réseau de distribution.

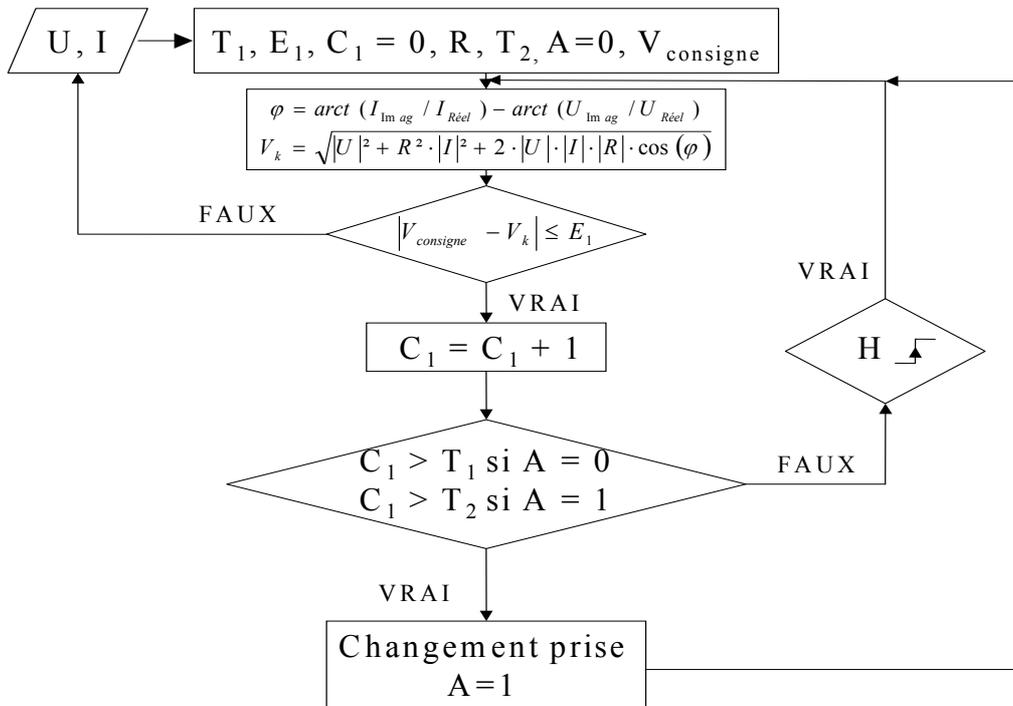


Figure 2 - 4 : Logique du régleur en charge avec compoundage

L'organigramme précédent montre les séquences suivies par le régulateur en charge. H est une horloge qui permet de compter (C_1 est le compteur) le temps passé hors limites $|V_{\text{consigne}} - V_k| < E_1$. La variable A permet de changer la temporisation en cas de changements successifs.

2.3. Distribution-Flexible AC Transmission Systems

On définit le terme « custom power » comme étant l'ajout de systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) au niveau du réseau de distribution (D-FACTS), et ce pour deux raisons distinctes [ETXE-2003] :

- immuniser d'une charge polluante les autres charges du réseau (i.e. : usine avec un four à arc qui crée des creux de tension),
- immuniser du reste du réseau une charge prioritaire, nécessitant une grande qualité et stabilité de la tension (charges électroniques ou industries de hautes technologies).

2.3.1. Présentation de quelques systèmes FACTS

Les progrès continus dans le domaine de l'électronique de puissance, depuis les années 1960, permettent l'utilisation de composants semi-conducteurs pour les systèmes FACTS. L'utilisation de ces composants autorise des vitesses de commande élevées et conduit à des coûts de maintenance nettement moins importants.

Les systèmes FACTS les plus communs (utilisant des capacités et des inductances) sont :

- **les systèmes shunt de type compensation d'énergie réactive** : grâce à une injection de puissance réactive, la tension est maintenue au nœud de connexion du compensateur. C'est dans cette famille qu'on retrouve les Static Var Compensators (SVC de type capacité (TSC), inductance (TCR) ou hybride),

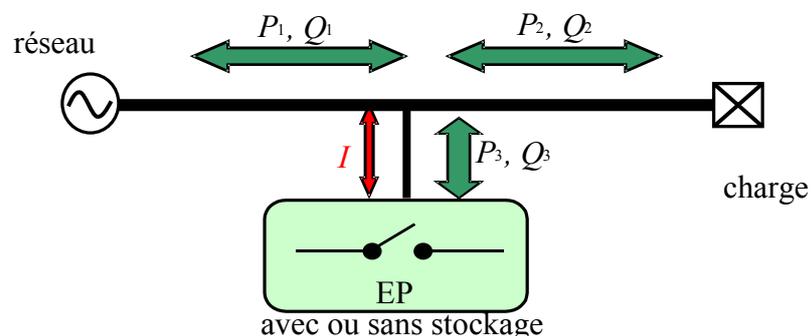


Figure 2 - 5 : Synoptique d'un FACTS shunt

- **les systèmes de compensateurs série** : la puissance transmissible des lignes est modifiée par l'ajout d'une tension série, ceci a pour effet de modifier l'impédance de la ligne et donc les transits de puissance

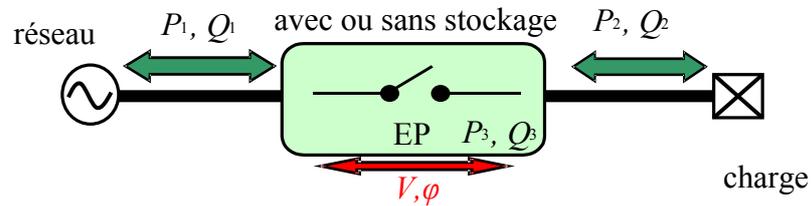


Figure 2 - 6 : Synoptique d'un FACTS série

- **les systèmes hybrides de type Unified Power Factor Compensator UPFC** : il s'agit de la combinaison des deux types de FACTS précédemment cités. Ces deux FACTS peuvent s'échanger de la puissance (P_5, Q_5) et sont donc capables de modifier l'impédance de la ligne au niveau du FACTS série et/ou une injection/prélèvement de puissance (P_3, Q_3) au niveau du FACTS shunt. Le système a plus de variables de réglage et est donc plus « flexible » dans sa commande.

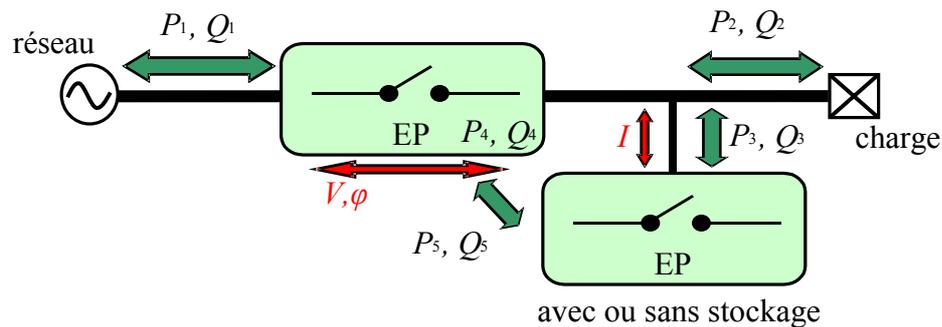


Figure 2 - 7 : Synoptique d'un FACTS de type UPFC

Une description des modèles utilisés pour des simulations dynamiques est faite dans [RIOS-1998] et [ETXEBERRIA]. Le lecteur pourra s'y reporter pour de plus amples informations sur les FACTS.

2.3.2. Modélisation statique des D-FACTS

Du fait des études statiques et du régime triphasé équilibré qui est considéré pour les études de plan de tension, on a choisi de modéliser :

- les D-FACTS shunt comme des injecteurs de puissances ou courant : nœuds PQ, ou des soutiens de tension : nœuds PV. Il s'agit de modèles statiques d'injection de puissance,

- les D-FACTS série comme des sources de tensions sinusoïdales entre deux nœuds V, θ .

Cette description est suffisante pour décrire le fonctionnement des D-FACTS en régime statique (hypothèse largement appuyée par la littérature sur le sujet [GE-1998], [CHUN-2000], [GYUG-1997] et [AMBR-2000]), ainsi que leur apport en tant que moyen de réglage de la tension.

2.4. Représentation des producteurs de type décentralisés

Les producteurs décentralisés sont de plusieurs types. Suivant les sources primaires utilisées (renouvelables ou non), les installations ont des caractéristiques différentes. La taille de l'installation influe aussi considérablement sur les conditions techniques de raccordement. Pour les études qui vont suivre, les producteurs décentralisés sont habituellement considérés de deux manières différentes :

- nœud PQ pour les « petits producteurs » qui ne doivent pas participer au réglage direct de la tension,
- nœuds PV pour les « gros producteurs » qui participent au soutien de tension. Ces derniers sont dispatchables réglementairement à partir d'une certaine puissance.

D'un point de vue réglementaire [LOI-2003], les limites d'injection de réactif des nouveaux producteurs décentralisés sont :

NIVEAU DE TENSION	HAUTE TENSION DE NIVEAU A			BASSE TENSION
Puissance nominale	$10 \text{ MVA} \leq S_n$	$1 \text{ MVA} \leq S_n \leq 10 \text{ MVA}$	$S_n \leq 1 \text{ MVA}$	$S_n \leq 250 \text{ kVA}$
Puissance réactive max absorbée	$0.2 \times S_n$	$0.1 \times S_n$	/	/
Puissance réactive max injectée	$0.6 \times S_n$	$0.5 \times S_n$	$0.4 \times S_n$	/

Tableau 2 - 2 : Puissances réactives légales à fournir par les producteurs

La modélisation retenue pour la coordination des différents moyens de réglage du réseau de distribution est la suivante : on a fait le choix de modéliser tous les nœuds producteurs comme étant des **nœuds PQ**. En effet, lors d'une résolution d'un Calcul de Répartition, on connaît en chaque nœud les quatre variables d'état (P, Q, V et θ). Lorsqu'on trouve un optimum pour le réglage des consignes de type P et Q, l'équivalent au nœud en consignes P et V sont connues elles aussi.

3. Réseau nord-américain et modélisation des lignes quadriphasés dans Arène

Les études d'impacts présentées dans le chapitre 1 ont amené à la nécessité d'une coordination de moyens de réglage présents dans le réseau afin de garantir un plan de tension qui respecte les limites légales malgré un fort taux de pénétration de GED. On a, de plus, fait le choix de réaliser cette coordination sur le cas français au niveau de la HTA. Cette coordination fait donc appel à une classe de problème de type statique pour des systèmes de puissance triphasés équilibrés. Pour traiter l'impact de la GED sur les déséquilibres ainsi que pour étendre la coordination (voir le chapitre 3) aux réseaux déséquilibrés, on a mis en place une modélisation spécifique qui traite le retour du courant par le conducteur de neutre dans les réseaux déséquilibrés de type moyenne tension nord-américains. Cette modélisation pourrait aussi être appliquée au niveau de la BTA sur les réseaux français de distribution pour réaliser la coordination de moyens de réglage et régler les impacts de la production monophasée sur la tension (plan de tension global et déséquilibres) par exemple.

3.1. Insuffisances pour la modélisation des câbles quadriphasés dans Arène

Afin de réaliser des études de régimes transitoires dans les réseaux d'énergie, le simulateur Arène [AREN-2000] permet la modélisation des conducteurs suivant plusieurs approches :

- Description simple, les impédances (résistance et inductance série, susceptance négative ou capacité shunt) directes et homopolaires doivent être entrées,
- Description détaillée, il existe un module d'extraction de paramètres de lignes aériennes triphasées à simple ou double terre (voir annexe « Extraction des paramètres des lignes »).

Le simulateur n'a pas de module d'extraction de paramètre des câbles ou d'autres systèmes polyphasés que des conducteurs aériens triphasés. De plus, dans sa version disponible en début d'étude, il ne permettait pas de modéliser simplement le retour du courant dans un conducteur de neutre qui aurait un couplage de type mutuelle avec les autres phases. Il a donc été choisi de trouver une modélisation qui permette de tenir compte du courant circulant dans le neutre.

3.2. Simplification proposée

Afin de renseigner les composantes symétriques associées à un câble dans les études réseaux avec neutre distribué avec Arène ou Eurostag, il faut prendre un certain nombre de précautions. En effet, il faut adapter la modélisation de ces lignes (4 conducteurs) et faire des hypothèses simplificatrices pour passer à 3 composantes symétriques (réduction de l'ordre du système). Le modèle complet est en fait une matrice de dimension n pour un système de n conducteurs. La terre est considérée comme étant le $(n+1)$ ème conducteur où sont référencées les autres tensions. Les données d'entrée des deux logiciels de simulation de réseau correspondent à des modèles s'appuyant sur les composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire). L'adaptation nécessite la réduction d'un ordre de 4 conducteurs à 3 composantes. Il faut donc faire une hypothèse de retour du courant homopolaire habituellement par la terre qui pourrait revenir par le neutre.

3.2.1. Validation à l'aide de Matlab

Afin de valider la réduction du modèle d'un câble triphasé avec neutre distribué s'appuyant sur les composantes symétriques, des simulations à l'aide de Matlab Simulink (Power System Blockset) ont été réalisées sur des cas de charge « usuelles » et un réseau simplifié avec des valeurs de lignes issues de EMTP (géométrie $4 \times 70 \text{mm}^2$ de 1 km).

La résistivité du sol est considérée à $100 \Omega \cdot \text{m}$. Une mise à la terre (de résistance équivalente 10Ω) est modélisée environ tous les kilomètres : elle équivaut à une prise de terre de 30Ω tous les 333m.

Les simulations ont été réalisées à l'aide de Matlab Simulink (Power System Blockset). Ces simulations vérifient les ordres de grandeur des courants qui transitent dans les conducteurs de terre et de neutre, en fonction d'une charge déséquilibrée fixe localisée sur la phase a et des paramètres des prises de terre.

Les données de simulations sont :

TENSION SIMPLE RESEAU (VOLTS)	13279
Impédance de court circuit (200 MVA)	$j2.645$
Impédance série des conducteurs 1 km de $4 \times 70 \text{mm}^2$ (Ω)	$0.51 + j0.965$
Impédance mutuelle M_{ij} 10 km de $4 \times 70 \text{mm}^2$ (Ω)	$j0.806$
Charge équivalente à 1 MW sur la phase a (en Ω)	176
Prise de terre au poste source et au niveau de la charge (Ω)	10 ou infini
Résistance de terre moyenne de $100 \Omega \cdot \text{m}$ sur 1km (Ω)	100000

Tableau 2 - 2 : Données de simulation

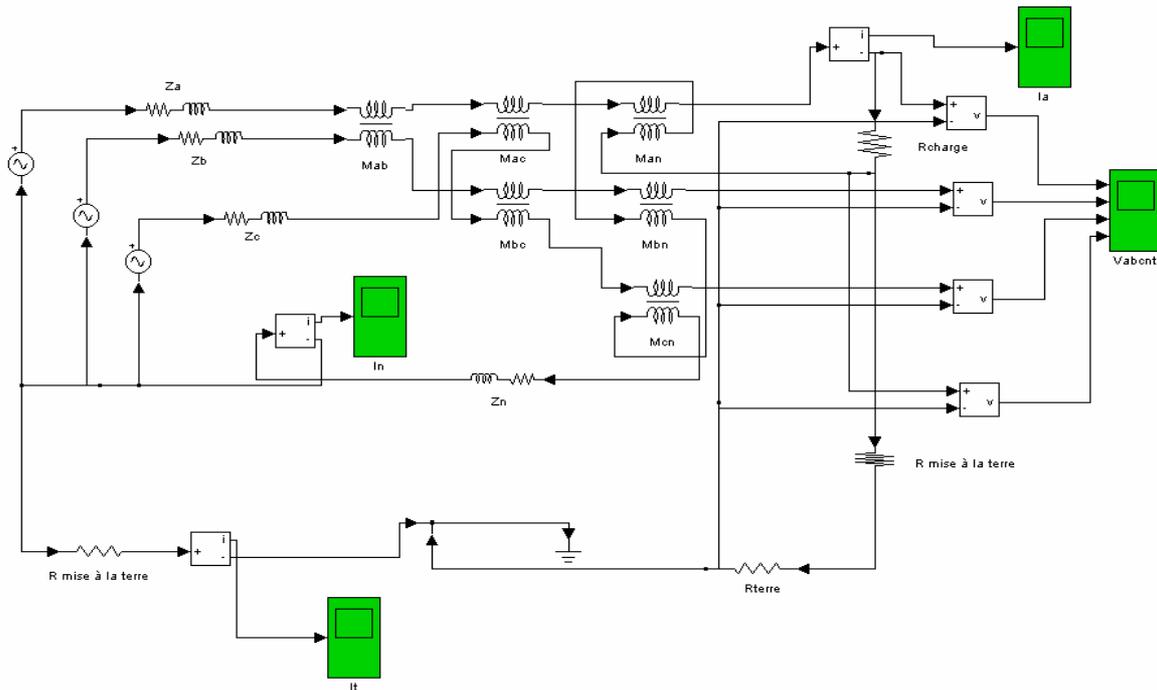


Figure 2 - 8 : Réseau simplifié avec conducteur de terre paramétrable

On cherche à comparer les courants en valeur efficace (A_{eff}) au niveau du neutre suivant si la terre est présente ou non. Les résultats sont les suivants (charge monophasée de 1MVA) :

	$I_{charge} (A_{eff})$	$I_{neutre} (A_{eff})$	$I_{terre} (mA_{eff})$
Sans prise de terre ($R_{prise} = \text{Infini}$)	52.89	52.89	/
Avec prise de terre ($R_{prise} = 10 \Omega$)	52.14	52.14	0.68

Tableau 2 - 3 : Résultats des comparaisons des courants

Le courant de terre est donc négligeable. Pour des charges « raisonnables (1 MVA sur une seule phase) » par rapport à un réseau de distribution de type nord-américain (impédance de court-circuit de 200 MVA), on peut retenir la modélisation « retour par le neutre ». La modélisation « retour par la terre » est quant à elle utilisée dans le cas de défaut phase terre. Cette conclusion est importante : en effet, elle permet de considérer (avec une certaine plage de validité en ce qui concerne les paramètres du réseau et les conducteurs) que la totalité du courant homopolaire est canalisée par le conducteur de neutre. Ceci permet alors d'extraire les nouveaux paramètres (composantes symétriques) pour la simulation. Les sections à venir présentent la manière de réduire un modèle quatre conducteurs plus terre à un modèle basé sur les composantes symétriques avec retour du courant homopolaire par le neutre ou la terre.

3.2.2. Rappel sur les composantes symétriques pour une impédance avec neutre connecté

On reprend le schéma général d'une impédance série qui peut modéliser (pour le régime statique) une ligne ou un câble [MYAT-1968] et annexe « composantes symétriques ». On représente aussi le neutre par son impédance série (Z_n) et ses couplages avec les autres phases (Z) :

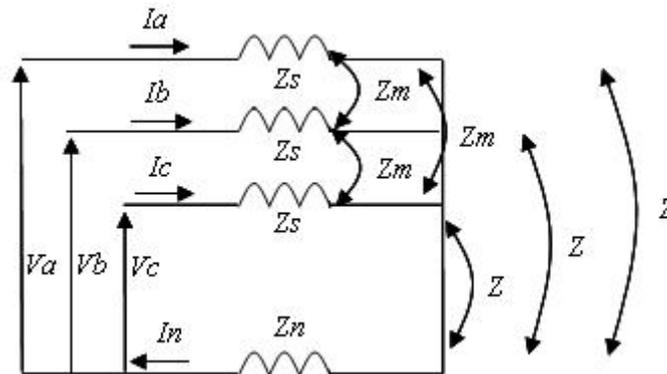


Figure 2 - 9 : Charge triphasée avec conducteur de neutre

Les équations des mailles et des nœuds s'écrivent :

$$\begin{aligned} V_a &= I_a \cdot Z_s + (I_b + I_c) \cdot Z_m - I_n \cdot Z + I_n \cdot Z_n - (I_a + I_b + I_c) \cdot Z \\ V_b &= I_a (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) + I_b (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) + I_c (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) \\ V_c &= I_a (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) + I_b (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) + I_c (Z_s + Z_n - 2 \cdot Z) \end{aligned}$$

Équation 2 - 3

On définit les composantes symétriques du système précédent (voir annexe « Composantes symétriques ») par :

$$V_h = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \cdot (Z_s + 3 \cdot Z_n + 2 \cdot Z_m - 6 \cdot Z)$$

$$V_d = \frac{1}{3}(V_a + a \cdot V_b + a^2 \cdot V_c)$$

Équation 2 - 4

$$V_d = I_d \cdot (Z_s + Z_n \cdot (1 + a + a^2) - 2 \cdot Z \cdot (1 + a + a^2) + Z_m \cdot (a + a^2)) = I_d \cdot (Z_s - Z_m)$$

Finalement :

$$Z_d = Z_s - Z_m$$

$$Z_i = Z_s - Z_m$$

$$Z_h = Z_s + 3 \cdot Z_n + 2 \cdot Z_m - 6 \cdot Z$$

Équation 2 - 5

On peut faire plusieurs remarques à l'équation 2 - 5 :

- cette transformation s'applique à des systèmes triphasés ayant trois conducteurs plus une référence (la terre ou le neutre pour le courant de retour type homopolaire),

- les impédances directes et inverses sont égales pour les circuits passifs (autrement dit, il n'y a pas d'influence du sens des phases sur les grandeurs symétriques des éléments passifs),
- ces impédances sont simples lorsqu'il existe une symétrie d'ordre 3 (les conducteurs sont placés au sommet d'un triangle isocèle, et la terre ou le neutre a les mêmes mutuelles avec les différents conducteurs).

Ces rappels sur les composantes symétriques vont permettre de donner le modèle basé sur les composantes symétriques (ordre 3) avec retour par la terre ou retour par le neutre d'un câble triphasé avec neutre distribué.

3.2.3. Simplification d'une ligne quadriphasée avec terre

Dans les cas classiques de lignes à trois conducteurs, le courant homopolaire revient par la terre. Dans certains cas (exemple : défaut phase-terre) de conducteurs quadriphasés, le courant homopolaire va revenir au niveau du poste source par la terre et le neutre à la fois. Le logiciel Arène ne présentant pas de modèles de lignes quadriphasés avec retour par la terre, une réduction d'ordre (ordre de la matrice de représentation d'un ordre 4 à un ordre 3) est nécessaire. Selon le cas (si on peut considérer que le courant homopolaire revient par la terre ou le neutre), la valeur de l'impédance homopolaire sera adaptée [ANDR-2001].

Si on prend l'exemple d'une ligne triphasée de 4x70 mm², ses caractéristiques sont détaillées dans le tableau ci-après :

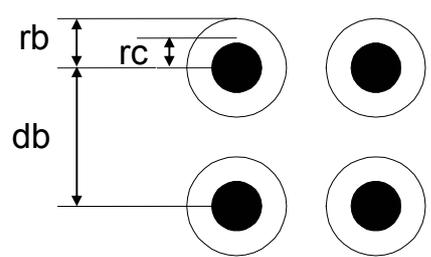
<p>Données géométriques et électriques :</p> <p>Hauteur câble : 5m</p> <p>Rayon conducteur : $r_c = 4.7\text{mm}$</p> <p>Rayon externe brin : $r_b = 7.1\text{mm}$</p> <p>Distance entre brins : $d_b = 26.3\text{mm}$</p> <p>Résistivité alu : $3.1 \times 10^{-8} \text{ ohm.m}$</p> <p>Résistivité (neutre) : $3.5 \times 10^{-8} \text{ ohm.m}$</p>	 <p>géométrie des conducteurs torsadés</p>
---	--

Tableau 2 - 5 : Modélisation du câble 4x70mm² par des composantes symétriques

Le module d'extraction de paramètres d'EMTP donne les valeurs contenues dans le tableau 2 – 6. En fait, les valeurs $Z=Z_m$ et $Z_s=Z_n$ sont très légèrement différentes (on n'a pas une symétrie d'ordre 4, donc les distances entre les conducteurs ne sont pas toutes identiques). On a pris la moyenne géométrique de ces valeurs :

Cas général	R_p (Ω)	R_m (Ω)	L_p (mH)	L_m (mH)
		0.510	0.049	2.56
Cas retour par la terre (pas de neutre -> $Z=0$ et $Z_n=0$)	$R_d=R_p-R_m$ (Ω)	$R_h=R_p+2.R_m$ (Ω)	$L_d=L_p-L_m$ (mH)	$L_h=L_p+2L_m$ (mH)
	0.461	0.608	0.42	6.84
Cas retour par le neutre (pas de terre)	$R_d=R_p-R_m$ (Ω)	$R_h=4.R_p-4.R_m$ (Ω)	$L_d=L_p-L_m$ (mH)	$L_h=4.L_p-4.L_m$ (mH)
	0.461	1.844	0.42	1.67

Tableau 2 - 6 : Modélisation du câble 4x70mm² par des composantes symétriques

avec R_p , résistance propre, R_m , résistance mutuelle (modélisation interne à EMTP qui traduit les termes correctifs de la présence de la terre, voir annexe « Extraction des paramètres des câbles »), L_p inductance propre, L_m inductance mutuelle, R_d résistance directe dans l'espace des composantes symétriques, R_h résistance homopolaire, L_d inductance directe, L_h inductance homopolaire.

Cette simplification (d'une matrice 4x4 à une matrice 3x3) est une source potentielle d'erreurs : il est nécessaire de bien connaître le retour du courant homopolaire en fonction du réseau et des charges associées. Si une étude s'intéresse à une répartition des courants dans le sol et le neutre, le modèle réduit n'est plus utilisable : il faut utiliser EMTP.

3.3. Lignes quadripasées et Arène

Afin de pouvoir valider la coordination des moyens de réglage monophasés pour des réseaux Basse Tension ou des réseaux Moyenne Tension avec neutre distribué grâce à Arène temps réel (voir chapitre 4), un modèle 4 phases pour les câbles a été développé par un groupe de travail EdF R&D et inclus dans le logiciel Arène pour valider des stratégies de coordination de moyen de réglage pour gérer les déséquilibres dues à la production décentralisée.

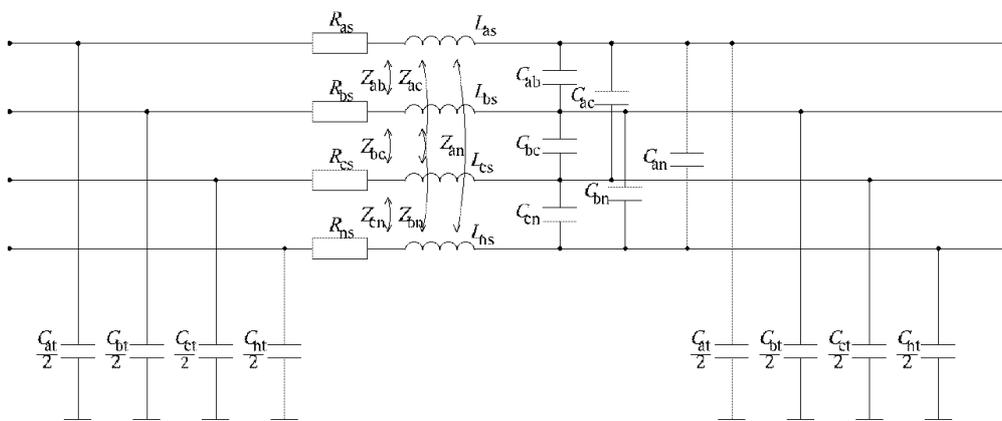


Figure 2 - 10 : Schéma équivalent du modèle de câble développé par le groupe Arène (EdF R&D)

Ce modèle n'a malheureusement pas été utilisé au cours de l'étude.

4. Conclusion

On a vu dans ce chapitre (et annexes) que tous les outils nécessaires à la connaissance du régime statique pour les réseaux de distribution étaient disponibles. Tous les outils réseaux sont maintenant en place pour permettre le développement de la coordination des moyens de réglage. On a présenté les outils mis en place pour l'étude des déséquilibres : les modélisations (réduction d'un ordre 4 à un ordre 3 par hypothèse simplificatrice) de câbles triphasés avec neutre ont été présentées et validées pour les cas d'études que l'on avait à traiter.

Chapitre 3

« Les livres peuvent éclairer la vie ; ils ne nous l'apprennent pas »

R. Quillot

Chapitre 3 :

Coordination et placement optimal des moyens de réglage des réseaux de distribution pour respecter un plan de tension réglementaire et augmenter le taux de pénétration de la GED

1. Introduction

Le chapitre 1 a montré la criticité de l'impact de la GED insérée sur les réseaux de distribution (en haute tension de niveau A ou en basse tension) sur le plan de tension de la HTA. Cet impact doit donc être traité de manière prioritaire pour permettre l'insertion de la GED (au niveau de la HTA et de la BTA) à des taux de pénétration élevés tout en respectant les contraintes légales sur la tension ($20\text{kV} \pm 5\%$, ce qui signifie que la tension d'un nœud N_i quelconque d'un réseau de distribution HTA doit être comprise entre $19\text{kV} \leq U_{N_i} \leq 21\text{kV}$). Les différents éléments du réseau qui avaient une action sur le plan de tension et qui pouvaient être gérés ont été présentés au chapitre. Ces éléments sont notés moyens de réglage. Ils sont de deux types :

- grandeurs de consigne continues (injection de puissance réactive des producteurs ou des D-FACTS),
- grandeurs de consigne discrètes (régleur en charge ou banc de capacité).

Afin de coordonner de manière optimale les différents moyens de réglage qui ont des variables de commande mixtes, on a fait appel à des outils d'optimisation.

Les algorithmes d'optimisation qui gèrent les problèmes mixtes sont peu référencés et très souvent ([LEYF-2001] et [ADJI-1998]) développés pour des problèmes spécifiques. On a alors décidé de créer un algorithme dédié à la coordination des moyens de réglage dans les réseaux de distribution. Ce dernier tient compte du caractère mixte des grandeurs de commande tout en ayant des performances comparables à des algorithmes « classiques » qui résoudraient le même problème rendu continu par représentation. En effet, un transformateur avec un régleur en charge peut être considéré comme un élément de réglage pouvant faire varier le rapport de transformation de manière continue. En fait, uniquement un nombre fini de valeurs est physiquement réel, mais on extrapole les valeurs intermédiaires pour utiliser des algorithmes robustes et déjà éprouvés sur des systèmes continus ou rendus continus par représentation mathématique.

Dans une première section, on présente les algorithmes d'optimisation utilisés au cours de l'étude ainsi que les évolutions que l'on a choisi de réaliser.

Dans une deuxième partie, on présente sur divers cas tests, la coordination des différents moyens de réglage pour obtenir un fonctionnement optimal avec la méthode développée et une comparaison avec des algorithmes robustes sur des modèles rendus continus par interpolation. Une dernière section aborde la problématique du choix et de la localisation des moyens de réglage afin d'en diminuer leur nombre et donc le coût de réglage associé.

2. Description des méthodes d'optimisation

2.1. Introduction

Le problème de la coordination optimale des moyens de réglage d'un réseau pour assurer un critère de qualité en régime permanent est souvent appelé Répartition des Flux de Puissance Optimal ou *Optimal Power Flow* (OPF) dans la littérature anglo-saxonne [MOMO-2001]. Il s'agit d'un processus d'optimisation, centré autour d'une fonction objectif à minimiser. L'*Optimal Power Flow* s'appuie sur un calcul de répartition des charges, ou *Load Flow* en anglais, pour connaître l'état électrique du réseau. Ce terme OPF avait été choisi dans les années 1970 pour désigner les optimisations à buts économiques (Unit Commitment [SASA-2000] et Economic Dispatch [RUAN-2002]) pour le *dispatching* (répartition des consignes de production), c'est-à-dire l'équilibre production-consommation aux pertes près et à moindre coût (par rapport aux énergies primaires et aux pertes entre autres). De nos jours, on

désigne par le terme OPF, tout processus d'optimisation lié à la gestion des réseaux (reconfiguration, diminution des pertes, *dispatching* économique entre autres).

La définition du problème d'optimisation est la suivante :

$$\begin{aligned} & \text{Minimiser} && F(x, u) \\ & \text{avec} && g(u, x) = 0 \\ & && h(u, x) \leq 0 \end{aligned} \qquad \text{Équation 3 - 1}$$

où :

- **x** sont les variables électriques (tensions, courants, phases, puissances) ;
- **u** sont les grandeurs commandables (consignes producteurs / D-FACTS, plots des régleurs en charge, plots des bancs de capacité...)
- **F(x,u)** est la fonction objectif ;
- **g(u,x)** sont les équations qui se réfèrent à des conditions d'égalité (exemple : calcul de répartition s'il n'est pas intégré dans la fonction objectif elle même) ;
- **h(u,x)** sont les inégalités qui traduisent les contraintes sur les vecteurs x et u (tensions maximales, puissances transmissibles).

2.2. Algorithme d'optimisation

Le choix de l'algorithme d'optimisation auquel on soumet une fonction objectif et des contraintes est essentiel. Les problèmes d'optimisation peuvent être, en effet, de nature totalement différente, l'algorithme doit donc être choisi en conséquence. Ce choix intègre la connaissance de la grandeur à optimiser et des grandeurs de commandes qui influent sur la grandeur à optimiser. Suivant que la fonction objectif et les grandeurs de commande sont :

- continus et :
 - des degrés de non linéarité (linéaire, quadratique ou plus) plus ou moins élevés,
 - contraint ou non contraint,
- Discrets.

La figure 3 - 1 présente de manière synthétique les différentes classes d'algorithmes en fonction des problèmes traités (discret, continu ; contraint ou non). Les méthodes permettant de traiter les problèmes continus, méthodes heuristiques exclues, sont notées *déterministes*. Les méthodes permettant de traiter les cas continus ou discrets sont les méthodes *heuristiques*. Les méthodes de programmation d'entier permettent de retrouver un jeu de variables de commande purement entier, c'est dans cette catégorie que l'on va retrouver les algorithmes de type *Branch & Bound* ([LEYF-2001] et [ADJI-1998]).

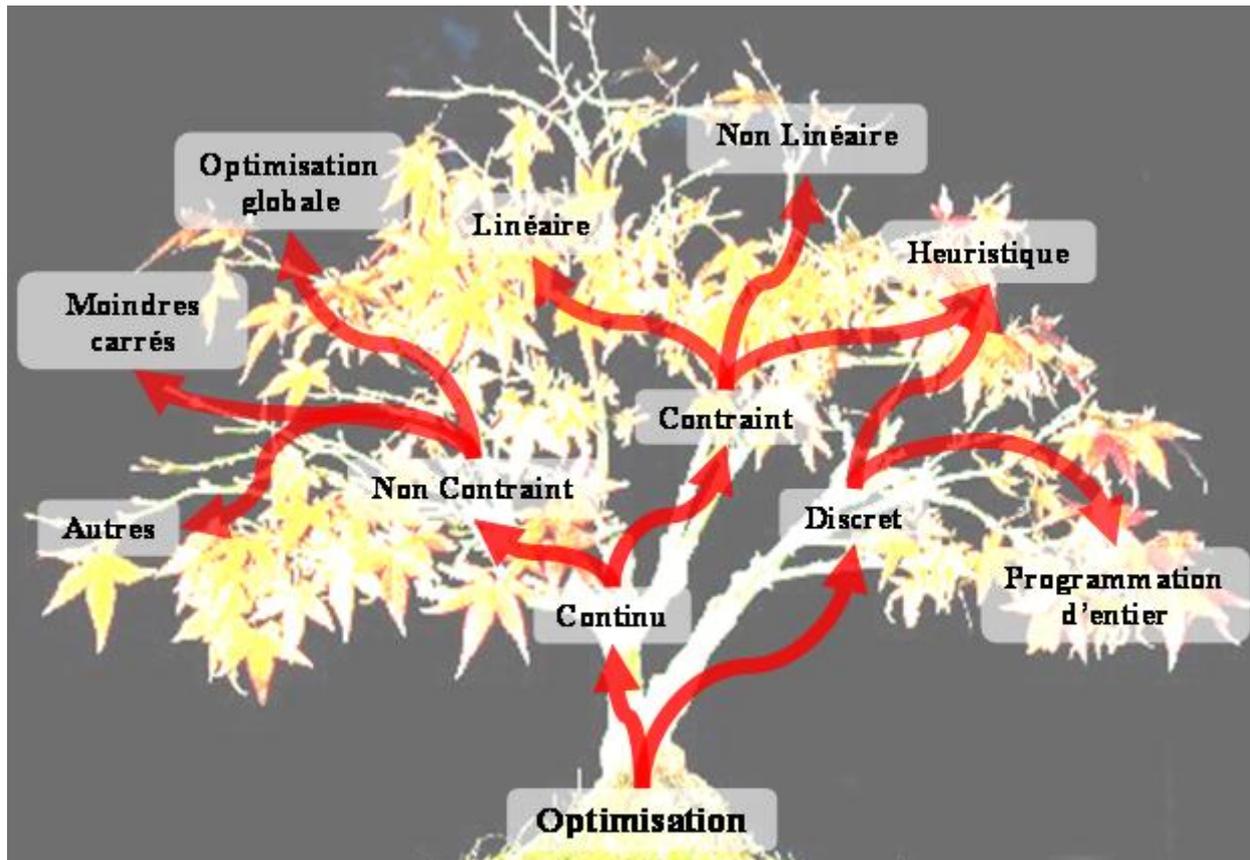


Figure 3 - 1 : Arbre d'optimisation (voir [NEOS-2004])

L'arbre d'optimisation précédent permet de trouver les méthodes à utiliser pour la coordination optimale des moyens de réglage. En effet, la fonction objectif et les valeurs de commande peuvent être rendues continues ou mixtes. On a donc choisi d'explorer, comme la littérature le recommande [MOMO-2001], les pistes des algorithmes de type **Non-linéaire Contraints** et des **algorithmes métaheuristiques hybrides**. Ainsi, les fonctions objectifs et les variables de réglages peuvent être rendues continues. On reviendra, lors de l'analyse des résultats, sur ces hypothèses de rendre continu des variables de commande et donc indirectement la fonction objectif.

Pour des processus d'optimisations discrètes type placement ou choix, on utilise des classes d'algorithmes de type programmation d'entier ou **heuristique**. On a choisi de suivre la programmation *heuristique*. Une évaluation de plusieurs algorithmes **métaheuristiques** [SIAR-2002] a donc été réalisée sur le problème du placement et du choix (Recherche Tabou, Algorithmes Génétiques entre autres).

2.2.1. Les méthodes déterministes

Les méthodes déterministes constituent l'essentiel [MISS-1999] des outils utilisés en optimisation continue. Elles peuvent utiliser des informations annexes telles que les sensibilités pour se diriger dans l'espace de recherche. Les règles de transition entre deux solutions sont donc entièrement déterminées par le voisinage du point courant.

Parmi ces méthodes, deux grandes classes apparaissent :

- les méthodes primales (ou directes) qui utilisent directement les valeurs des variables réelles. Elles remplacent le problème original par une suite de sous problèmes approchés. Les avantages de ces méthodes sont qu'à chaque étape de l'algorithme, l'approximation de la solution trouvée remplit les contraintes (solution admissible) et que ces méthodes ne reposent sur aucune forme spéciale (convexité) du problème. Les méthodes primales semblent mieux adaptées à une approche purement numérique des problèmes d'optimisation,
- les méthodes duales qui transforment un problème contraint en un problème non contraint. Les méthodes duales se révèlent très efficaces pour traiter les problèmes linéaires et certaines classes de problèmes non linéaires, lorsqu'il est simple de passer de l'espace dual à l'espace primal. Pourtant dans le cas général, ces méthodes deviennent lourdes à gérer à cause du grand nombre de variables et de contraintes.

Compte tenu des contraintes et de la non linéarité des fonctions d'optimisation utilisées en réseau, on a choisi d'utiliser la méthode Séquentielle de Programmation Quadratique (SQP) qui est une méthode primale, que l'on a appliquée à des problèmes rendus continus par une modélisation adéquate. Elle utilise les multiplicateurs de Lagrange pour former des sous problèmes quadratiques tenant compte des contraintes. Ces sous problèmes sont résolus facilement grâce à des algorithmes performants. Cette méthode existe sous le logiciel Matlab. Elle est facilement paramétrable et permet de gérer les mises à jour du Hessien de manière différente. On a choisi une recherche de type **Quasi-Newton** (voir annexe « Optimisation déterministe »). D'autres voies de recherche de solutions optimales sont possibles en utilisant la méthode du point intérieur décrite mathématiquement dans [EL-B-1996] et [ZHAN-1992]. Divers articles [CAST-2001], [TORR-2002] et [NEJD-2000] présentent des résultats sur des OPF basés sur l'algorithme du point intérieur et [QUIN-2000] propose une revue des publications sur le sujet et des différents codes rendus publics par leurs auteurs.

2.2.2. Les méthodes heuristiques

Les algorithmes stochastiques sont utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation :

- combinatoire lorsque l'on ne connaît pas d'algorithmes « rapides »,
- à variables continues pour lesquelles on ne connaît pas d'algorithmes qui soient aptes à détecter l'optimum global avec certitude mais avec un grand nombre d'itérations.

a. Les algorithmes génétiques

Parmi les méthodes stochastiques les plus utilisées à l'heure actuelle, les Algorithmes Génétiques suscitent un intérêt croissant chez les chercheurs et ce, depuis une trentaine d'années. Ces algorithmes ont d'abord été développés par [HOLL-1975].

L'idée de base est que les membres les plus performants d'une population d'individus dans un environnement donné ont une probabilité supérieure de voir leur information génétique servir à la génération suivante, c'est la sélection naturelle vue par Darwin. La transmission du patrimoine génétique est effectuée par le biais de reproductions (sélections et croisements), auxquels viennent se greffer des mutations du code génétique qui apparaissent aléatoirement.

La traduction mathématique est très simple à programmer. Plusieurs individus (une population) sont définis en réalisant des analogies avec des variables réelles (leur génome correspond aux variables commandables u). Leur capacité à évoluer dans leur environnement est traduite par l'évaluation d'une fonction objectif F appliquée à leur génome. Une fois que deux individus ont été sélectionnés, ils sont croisés (échange d'une partie de leur génome). Deux enfants sont ainsi créés. En effet, dans l'application présente et à cause du grand nombre de générations, on a fait le choix de travailler à population constante. Deux autres individus (parmi les plus mauvais) sont donc sélectionnés et éliminés. Bien que, pour les comprendre réellement, les fondements et les descriptions mathématiques de ces algorithmes soient encore à développer, ils se révèlent souvent très efficaces et sont de plus en plus utilisés dans tous les domaines de l'optimisation. Par ailleurs, leur programmation est très simple.

a. 1. Définition d'un individu

Un individu est une configuration possible des variables d'optimisation. En électrotechnique, un individu correspond donc à une solution possible de paramètres de conception, de configuration ou de réglage des divers éléments. Si l'on considère n variables x_i , un individu sera l'ensemble : $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ représentant d'une configuration possible de ces variables.

a. 2. Codage des variables

Afin de développer l'analogie avec la génétique, les variables sont codées le plus souvent sous forme binaire. Elles apparaissent alors sous la forme d'une chaîne de 0 et de 1 appelés **gènes**.

Une variable étant codée sous forme binaire, un individu est représenté par la concaténation de ces chaînes. Cette concaténation est appelée **chromosome**.

La puissance et la généralité de ce codage proviennent du fait que l'on peut aussi bien manipuler des entités numériques (équivalent binaire/réel par une table de conversion) que des objets (en modélisant leur présence ou absence).

D'autres codages peuvent être aussi utilisés. On a utilisé un codage d'entiers servant de pointeurs dans des tables ou données constructeurs. C'est ainsi que peut être intégré le rapport de transformation discret du régleur en charge.

De manière générale, l'association d'un codage particulier (le génotype) à un phénomène donné (le phénotype) est un facteur déterminant pour l'efficacité de l'algorithme. Ainsi, le codage est adapté en fonction du problème à traiter.

a. 3. Définition d'une population

Un ensemble d'individus constitue une population. Au sein de la population, chaque individu est caractérisé par sa performance souvent notée fitness. Cette dernière est égale à la fonction objectif lorsque le problème n'est pas contraint ou à la fonction objectif pénalisée lorsque les contraintes sont prises en compte. Le but des Algorithmes Génétiques est de trouver un optimum (i.e. un individu avec la meilleure performance possible). Un brassage des caractères de la population est donc effectué afin de permettre à des individus de plus grande performance d'émerger par croisement ou élitisme. Les croisements de ces éléments (enfants) seront les éléments d'une nouvelle population qui elle-même permettra de créer de nouvelles générations.

La création des enfants passe par trois opérations de base :

- la sélection,
- les croisements
- la mutation,

a. 4. Déroulement de l'algorithme

La figure précédente présente l'organigramme de la programmation des algorithmes génétiques qui sont utilisés à population constante (voir annexe « Algorithmes d'optimisation »). On a rajouté la mutation déterministe pour tenir compte du caractère mixte du problème de coordination des moyens de réglage dans les réseaux de distribution.

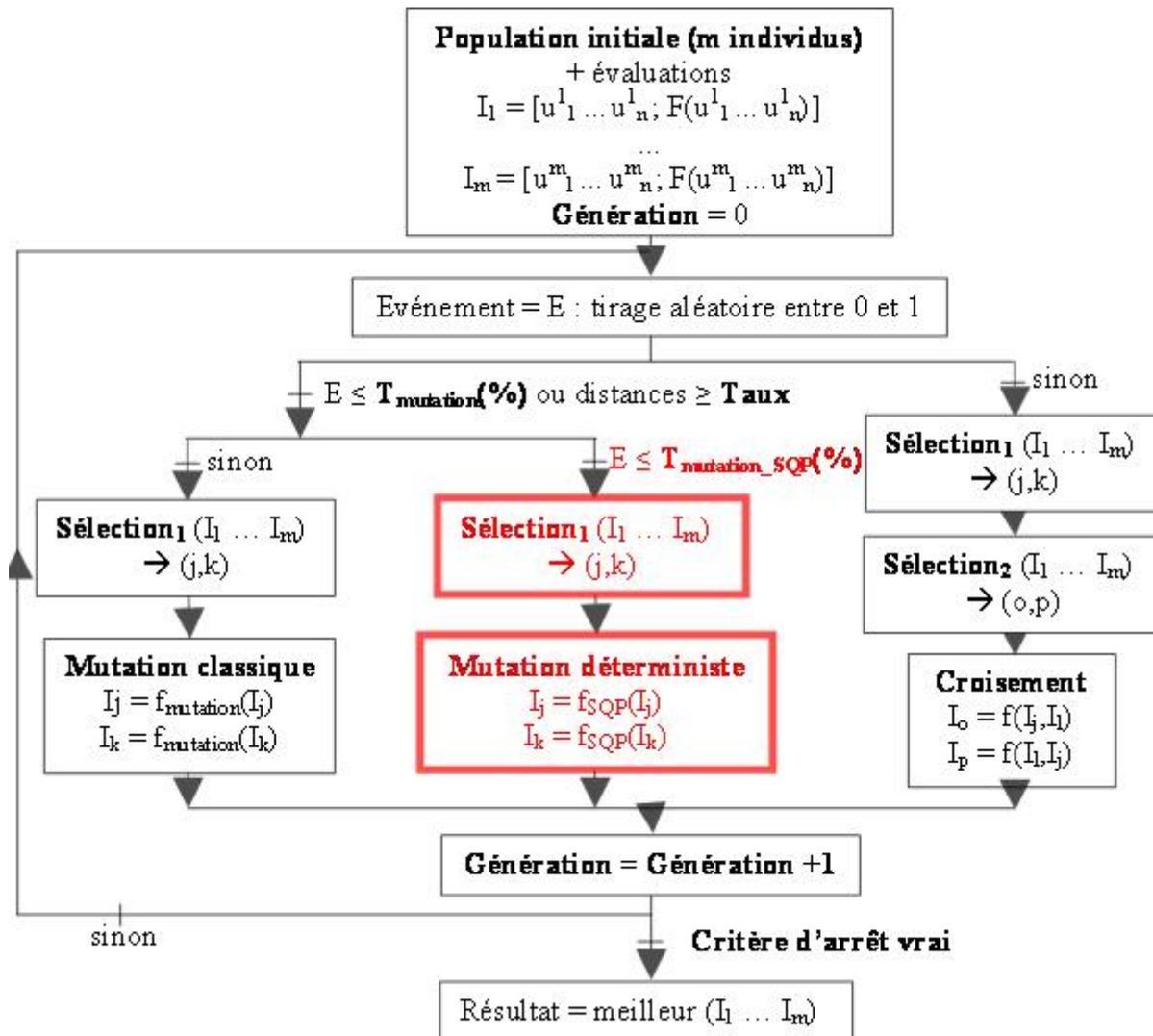


Figure 3 - 2 : Organigramme des algorithmes génétiques

L'annexe « Algorithmes d'optimisation » donne tous les renseignements nécessaires pour appréhender les algorithmes génétiques codés de manière « classique ». Les notations utilisées dans l'organigramme précédent sont :

- I_k est le $k^{\text{ième}}$ individu de la population totale,
- $u^k_1 \dots u^k_n$ sont les valeurs des n variables de commande de l'individu k ,
- $F(u^1_1 \dots u^1_n)$ est l'évaluation de la fonction objectif F appliquée à l'individu 1,
- Evénement = E est un nombre aléatoire entre 0 et 1, il définit l'événement qui va se produire (mutation si E est inférieur à un taux donné T_{mutation} (%) ou croisement sinon),
- pour « distance \leq Taux », l'opérateur distance détermine si trop de points (Taux) sont trop proches (norme sur les distances à définir voir annexe) il y a alors mutation forcée (prioritaire par rapport à l'événement E),

- Sélection₁ est l'opérateur sélection qui permet de choisir deux individus souvent parmi les meilleurs,
- Sélection₂ est l'opération qui permet de choisir deux individus parmi les plus mauvais et les éliminer pour maintenir la population constante,
- f est l'opérateur de croisement (uniforme ou non-uniforme),
- f_{mutation} est l'opérateur de mutation,
- Critère d'arrêt est un opérateur qui donne la fin du processus d'optimisation (il peut être lié à une interpolation de type exponentielle de la courbe de décroissance ou être lié à un nombre de génération fixé).

L'algorithme développé dans cette thèse a subi un ajout dans la structure classique, définie ci-dessus. Lorsque E (Événement) est inférieur à un certain taux (T_{mutation_SQP}(%)), deux des individus sélectionnés (via l'opérateur Sélection1) vont subir une « mutation intelligente » s'appuyant sur un algorithme déterministe f_{SQP}.

a. 5. Modification de l'opérateur mutation pour la coordination des moyens de réglage dans les réseaux de distribution

La mutation est un opérateur qui permet de changer la valeur d'un gène, choisi aléatoirement, et ce avec une certaine probabilité. Si le ième individu est sélectionné pour une mutation alors la valeur d'un de ses gènes sera transformée suivant une probabilité p. Cette transformation correspond le plus souvent au passage de 0 à 1 ou de 1 à 0 pour un codage binaire et un tirage aléatoire d'une valeur continue dans un intervalle donné pour un codage réel.

La mutation joue un rôle primordial dans la convergence d'un algorithme génétique. En effet au cours des itérations, les populations tendent à s'homogénéiser, c'est-à-dire à rassembler des individus très similaires. Ceci à pour effet de rapidement engager l'algorithme dans une direction de recherche bien précise et de le faire échouer sur un optimum local. On observe alors un appauvrissement du génome de la population complète et une parfaite incapacité à explorer la totalité de l'espace de recherche. La mutation permet de changer brusquement certains individus et ainsi d'explorer de nouvelles directions dans l'espace de recherche et ceci indépendamment du processus « déterminé » de sélection et de croisement.

On a ainsi défini un opérateur distance qui traduit la distance entre les individus par une norme (quadratique du type : $\sum_{paramètres} (u_{individu\ k} - u_{individu\ l})^2$). Une matrice des distances entre

chaque individu est ainsi créée au cours de l'optimisation. Lorsque plus de x% (choix expert qui dépend de la taille de la population, différents essais ont permis de retenir T_{mutation_SQP}(%)=1%) d'individus se trouve à proximité (distance minimale à définir en

fonction du domaine d'étude et de la forme de la fonction objectif), la mutation s'impose pour deux de ces individus.

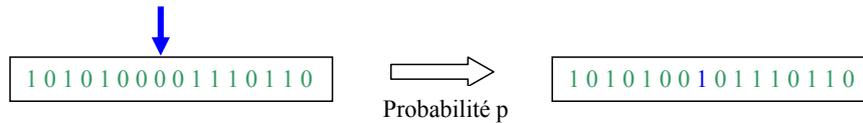


Figure 3 - 3 : Mutation aléatoire d'un des gènes codés sous forme binaire

Afin de traiter au mieux les problèmes d'optimisation hybride, une mutation « intelligente » a été mise au point. Lorsque l'événement mutation intelligente apparaît, un individu, qui peut être choisi parmi les meilleurs, subit une optimisation déterministe partielle (voir optimisation linéaire sous contrainte) des gènes qui correspondent à un codage réel et une évolution continue de la fonction objectif. Ceci permet d'accélérer considérablement la recherche des optimums locaux (si l'on choisit de limiter le nombre d'itérations de type déterministe), voir chapitre 4.

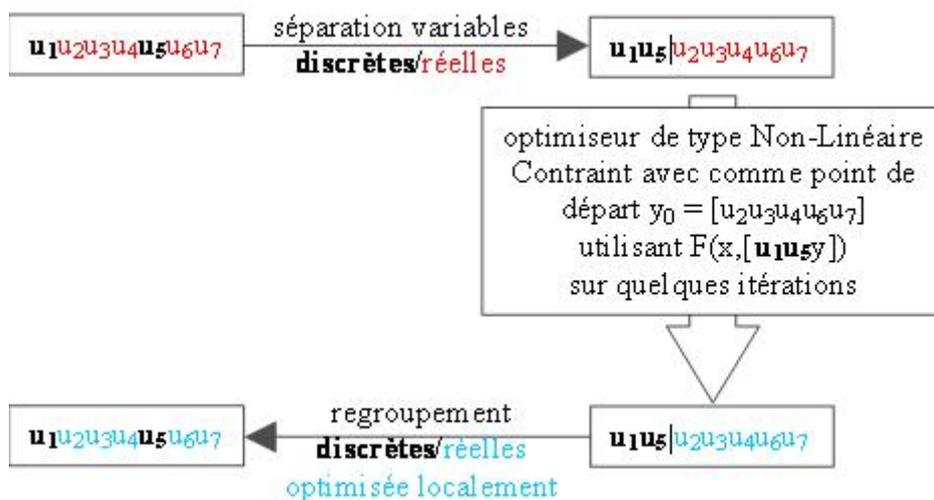


Figure 3 - 4 : Mutation déterministe des valeurs commandables réelles

b. L'algorithme Tabou

L'algorithme tabou, proposé dans la littérature ([GOTZ-1997] et [YANG-1996] entre autres) pour les problèmes de choix et de localisation a aussi été évalué (voir annexe « Algorithmes d'optimisation » pour plus de détails sur l'algorithme et son codage).

2.3. Fonction objectif

Le choix de la fonction objectif est primordial dans un processus d'optimisation. En effet, on peut obtenir des performances très différentes par rapport à des choix qui peuvent paraître sans grande conséquence *a priori*. La fonction objectif utilisée par les algorithmes

d'optimisation classique donne en sortie une valeur numérique, appelée fitness, pour le jeu de paramètres introduits en entrée.

2.3.1. Nombre de moyens de réglage

Afin de diminuer le nombre de moyens de réglage, la fonction objectif choisie est discrète et concerne tout naturellement la somme des moyens de réglage mis en jeu.

$$F(x,u) = \sum_i (u_i \neq 0) \quad \text{Équation 3 - 2}$$

Dans l'exemple de la fonction objectif précédente, on représente par $u_i=1$ l'utilisation active d'un moyen de réglage. Si un algorithme d'optimisation utilise uniquement cette fonction objectif, le résultat est trivial, aucun moyen de réglages ne sera utilisé. Par contre, si cette fonction objectif est pondérée avec une seconde fonction traduisant l'efficacité du réglage, on va obtenir un ensemble de solutions dites « Pareto optimales » traduisant ainsi le problème multiobjectif (diminution du nombre de moyens de réglage et efficacité obtenue, voir section suivante).

2.3.2. Quantification de l'efficacité du réglage

Afin de quantifier l'efficacité d'un moyen de réglage à base d'injecteur de puissance réactive (type D-FACTS ou modification du $\tan\phi$ des producteurs), on a utilisé le calcul de répartition de type Newton Raphson qui calcule la matrice Jacobienne, voir [WEED-1988] :

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad \text{Équation 3 - 3}$$

L'inversion de la matrice donne :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial P} \\ \frac{\partial \theta}{\partial Q} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad \text{Équation 3 - 4}$$

On peut donc utiliser la sous-matrice $\frac{\partial V}{\partial Q}$ (ou matrice de sensibilité) pour quantifier

l'efficacité de réglage d'une injection de puissance à un nœud donnée. Elle est traduite par l'élévation de tension due à une modification de l'injection de puissances réactives ou actives donnée par la matrice Jacobienne. Ainsi, pour le départ rural, défini dans l'annexe

« Description des réseaux », les matrices $\frac{\partial V}{\partial Q}$ et $\frac{\partial V}{\partial P}$ ont été calculées. La figure suivante

présente une cartographie 3D de l'influence (élévation relative de la tension au nœud N_i en Volt/ $V_{\text{normalisé}}$) d'un moyen de réglage P_j et Q_j inséré suivant l'un des 75 nœuds d'insertion (indice j) possible (en abscisse), sur les nœuds du réseau (en ordonnée) :

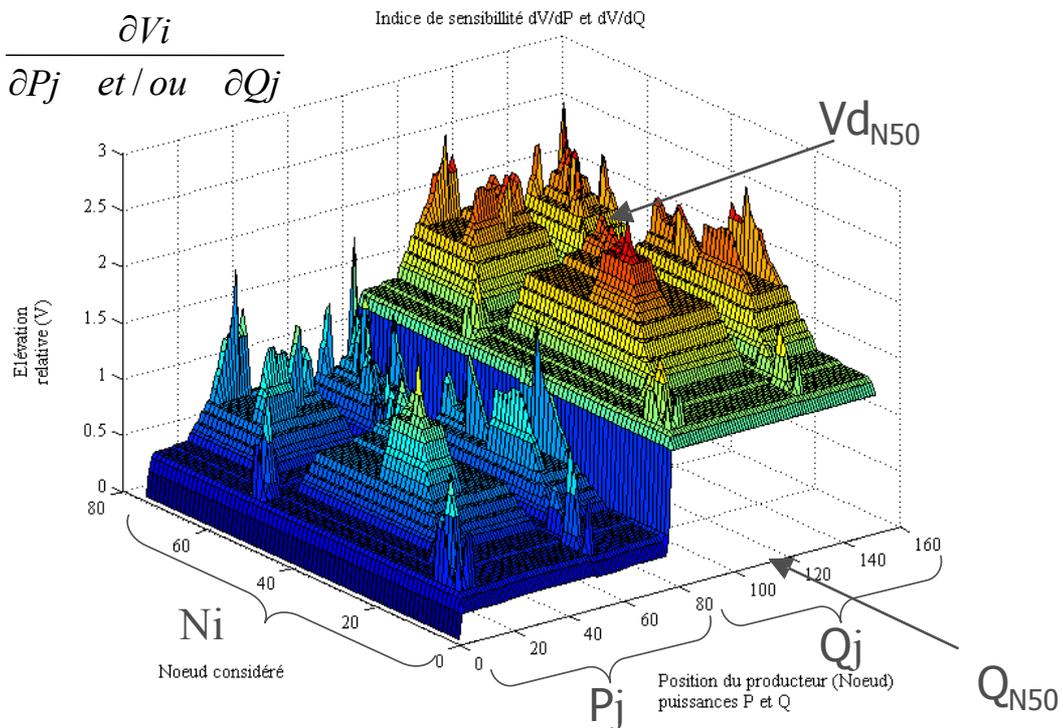


Figure 3 - 5 : Indices de sensibilité d'un réseau de distribution de type rural et exemple concernant l'injection de réactif au nœud 50

La figure 3 - 5 montre de plus que les injections de puissance sur les réseaux de distribution de type rural ont une efficacité plus importante si l'on considère une injection de puissance réactive par rapport à une puissance active.

La sous matrice $\frac{\partial V}{\partial Q}$ a été utilisée de manière particulière, traduisant une action zonale

maximale du moyen de réglage. Ainsi, le moyen de réglage inséré au nœud j a comme valeur numérique la somme des éléments de la ligne supérieure à un seuil a_j , à définir par l'opérateur. C'est ainsi qu'on définit l'efficacité d'un moyen de réglage (*a priori*) par la puissance et l'étendu de sa zone d'action (modification conséquente de la tension, sur la cartographie 3D précédente, le maximum des indices de sensibilité est 2.5, on peut par exemple prendre 2 comme base) :

$$F_j(x,u) = \sum_{i \text{ noeuds}} \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} > a_j \right) \quad \text{Équation 3 - 5}$$

Remarque : pour des réseaux qui ont un ratio R/X élevé (i.e. où les lignes sont plus résistives qu'inductives, i.e. les réseaux BTA français avec des câbles enterrés par exemple), on peut considérer l'injection de puissance active comme étant plus efficace pour la gestion du plan de tension. Dans ce cas, on peut retenir la sous matrice $\frac{\partial V}{\partial P}$. Si les deux sont autant efficaces l'un que l'autre, le choix sera laissé aux économistes (comparaison du prix du $Var_{\text{réglant}}$ par rapport au $W_{\text{réglant}}$) qui devront réaliser des modèles de coûts fins.

2.3.3. Réduction des pertes

Afin de réduire les pertes dans les réseaux de distribution, on peut utiliser une fonction objectif calculant ces dernières pour chaque élément dissipatif (lignes) du réseau (avec aux bornes de la ligne i , par exemple, une chute de tension $\underline{\Delta V}_i$ et un courant \underline{I}_i). La diminution des pertes se traduira alors par une élévation des tensions pour des charges modélisées par nœuds PQ.

$$f(x,u) = \sum_{i \text{ lignes}} \text{Réel}(\underline{\Delta V}_i \cdot \underline{I}_i^*) \quad \text{Équation 3 - 6}$$

Cette élévation de tension est limitée aux différents nœuds par les limites contractuelles (qui sont pour le réseau français au niveau de la HTA 20kV $\pm 5\%$ et niveau BT 400V +6/-10%). Ces limites doivent être intégrées dans le processus d'optimisation par l'utilisation de pénalités ou dans des algorithmes plus évolués par l'utilisation de multiplicateurs de Lagrange entre autres.

2.3.4. Gestion de la déviation du plan de tension

Pour tester la robustesse des algorithmes pour des problèmes dédiés réseaux et l'impact de la représentation des éléments, on a minimisé la déviation du plan de tension par rapport à une consigne. Il est possible que certains réseaux, ayant des contraintes en qualité de tension élevés, puissent s'appuyer sur cette démarche [BONH-2001].

Afin de maîtriser la déviation du plan de tension dans les réseaux de distribution, plusieurs fonctions objectifs peuvent être choisies. La minimisation de ces fonctions par action coordonnée sur les moyens de réglage est effectuée par une action sur le vecteur des grandeurs commandables u . U_{consigne} est la valeur de consigne de la tension au nœud ou au groupe de nœuds considéré, $U_i(x,u)$ est la tension au nœud obtenue i par un calcul de répartition, N est le nombre total de nœuds considérés. Les points suivants donnent les trois normes identifiées et testées au cours de la présente étude.

- Optimisation du plan de tension par minimisation des erreurs quadratiques des tensions aux différents nœuds par rapport à une valeur de consigne optimale pour le réseau global, pour des zones données ou en chaque nœud :

$$F(x, u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ nœuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x, u))^2 \quad \text{Équation 3 - 7}$$

- Optimisation du plan de tension par minimisation des erreurs de norme 1 sur chaque nœud :

$$F(x, u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ nœuds}} |U_{\text{consigne}} - U_i(x, u)| \quad \text{Équation 3 - 8}$$

- Optimisation du plan de tension par minimisation de la norme infinie associée à la déviation du plan de tension aux différents nœuds du réseau à régler par rapport à une consigne :

$$F(x, u) = \max_{i \text{ nœuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x, u)) \quad \text{Équation 3 - 9}$$

- Création de fonctions objectifs personnalisées en fonction des nœuds :

$$F(x, u) = \sum_{i \text{ nœuds}} k_i \cdot g_i(x, u) \quad \text{Équation 3 - 10}$$

Cette fonction peut par exemple, tenir compte de pénalisations k_i plus ou moins importantes en fonction du type de client (prioritaire $\rightarrow k$ élevé) connecté et de sa déviation par rapport au plan de tension optimal. La figure 3 - 6 illustre ces propos pour deux nœuds du réseau U_{N1} et U_{N2} partageant la même courbe de qualité pour la tension (F). On voit que plus on est proche de la tension de consigne, meilleur est l'indice de qualité associé au nœud :

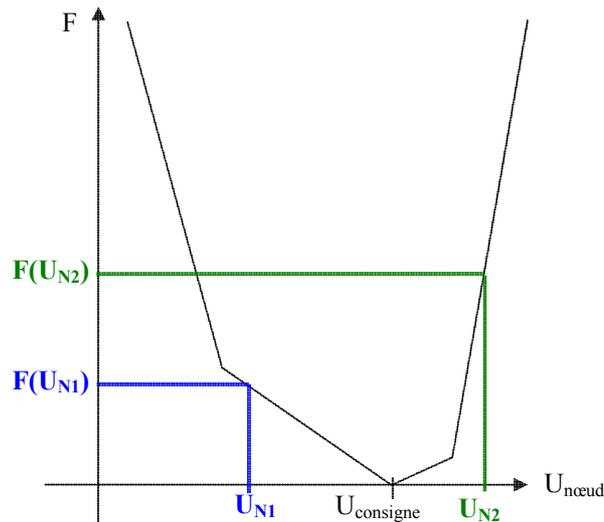


Figure 3 - 6 : Exemple d'indice de qualité de différents nœuds du réseau N_1 et N_2 avec une fonction qualité F paramétrable (différents segments de droite)

3. Gestion du plan de tension

On a évalué diverses modélisations du réseau (représentation du régulateur en charge rendu continu) pour connaître leur effet sur les algorithmes et les fonctions objectifs choisies. Cette analyse a montrée la nécessité de choisir une représentation discrète. En effet, pour une extrapolation de type escalier, l'évaluation de la fonction objectif donne la même valeur pour un nombre infini de valeurs extrapolées entre deux points physiques réels. On a donc mis en place un algorithme de type hybride (algorithme génétique couplé intimement à un algorithme déterministe) permettant de gérer les variables de commande discrètes et réelles pour un gain de précision et de ressources de calculs.

3.1. Impact de la représentation approchée du régulateur en charge sur l'optimisation du plan de tension

Un seul départ (rural) a été modélisé finement pour traduire l'insertion de GED dans le réseau de distribution. Les autres départs ont été modélisés par des charges équivalentes. Schématiquement, la modélisation d'un départ rural se présente sous la forme suivante :

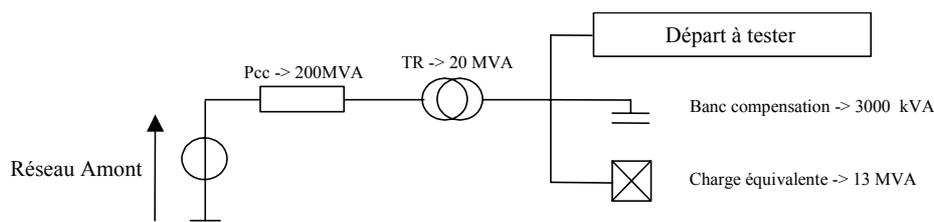


Figure 3 - 7 : Modélisation du départ

La répartition géographique du départ rural simulé ainsi que les nœuds d'insertion des GED sur des réseaux basse tension (étoile bleue) est montrée à la figure suivante :

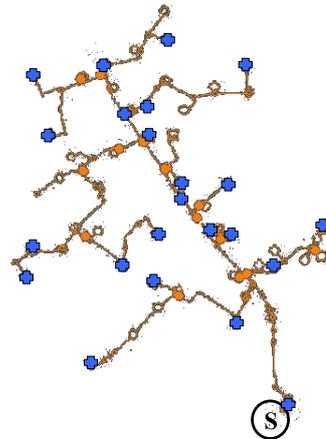


Figure 3 - 8 : Répartition géographique du départ de type rural avec les 23 producteurs à gérer (S est le poste source)

Les réseaux BTA contenant de la production sont représentés par des nœuds PQ au niveau de la HTA. On s'est intéressé uniquement au niveau de tension HTA.

Le régleur en charge est par essence un élément discret, mais on peut extrapoler sa caractéristique pour la rendre continue, on parle alors de représentation linéaire ou en escalier (somme de fonction de type arctangente, continues et dérivables en tous points) par opposition à sa représentation plus physique en forme de tableau de valeur. La figure 3 - 9 présente, grâce à Matlab la tension à la sortie du poste source (en ordonnée) lorsque la consigne du régleur en charge varie (en abscisses) :

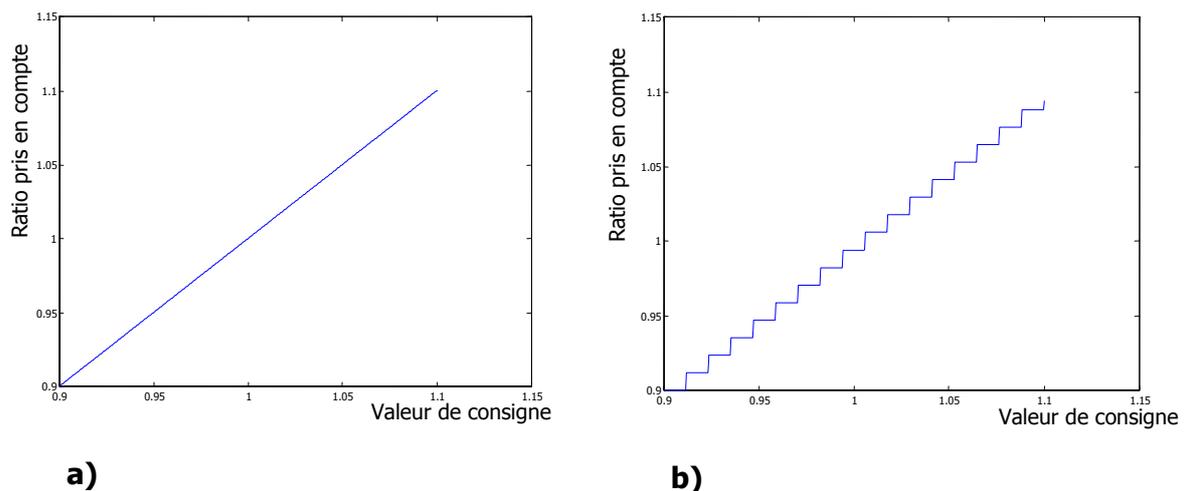


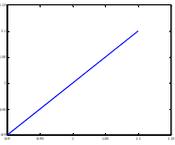
Figure 3 - 9 : Modélisation du régleur en charge, a) linéaire, b) en escalier et équivalence des valeurs (entrée : abscisses / sortie : ordonnées)

Les méthodes déterministes nécessitent d'avoir une modélisation continue pour les variables de commande et pour la fonction objectif. L'avantage de prendre une modélisation linéarisée du régleur en charge est de permettre la comparaison des performances des algorithmes étudiés pour des fonctions objectifs continues et dérivables, et des algorithmes de type heuristiques classiques.

On n'a pas tracé les plans de tension après optimisation, car ils sont très proches de 20 kV. Il est donc difficile de différencier les méthodes graphiquement (voir figure 3 - 12).

3.1.1. Optimisation de la tension avec une représentation linéaire du régleur en charge

On part d'un état initial, pour l'algorithme déterministe : le régleur en charge est à 0.9 (p.u.) et les vingt trois producteurs qui sont tous coordonnés ont le même $\tan\phi$ nominal de 0.2 (rappel, en convention générateur $\tan\phi = Q_{\text{injecté}}/P_{\text{injecté}}$). Le critère d'arrêt pour l'algorithme génétique est le nombre d'appels au calcul de répartition réalisé par l'algorithme déterministe. Dans le tableau ci-dessous, « Iter » est le Nombre d'appels au calcul de répartition par la fonction d'optimisation. L'algorithme génétique utilisé repose sur un codage réel des variables et n'a pas de mutation de type déterministe. L'algorithme déterministe est de type Programmation Séquentielle Quadratique (SQP) avec la résolution des sous-problèmes non linéaires s'appuyant sur la méthode de Quasi-Newton. La valeur avant optimisation est donnée dans le tableau en fonction du type de norme (erreur sur les tensions par rapport à la tension de consigne qui est 1 p.u. soit 20 kV) utilisée par la fonction objectif.

	REPRESENTATION LINEAIRE	Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique Algorithme Génétique
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	428	0.574	17.19
	Iter (nombre)	/	2422	2500
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	49.7	0.098	1.849
	Iter (nombre)	/	2425	2500
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	495	2.321	33.19
	Iter (nombre)	/	2421	2500

Le tableau précédent se lit de la manière suivante, pour une norme choisie, on donne la valeur initiale avant optimisation de la fonction objectif ($F(\mathbf{x}, \mathbf{u})$), puis après optimisation ainsi que le nombre d'appels au calcul de répartition ($Iter$) pour arriver à ce résultat.

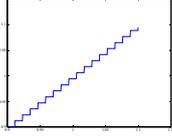
On peut déduire du tableau précédent plusieurs conclusions :

- Toutes les différentes normes sont équivalentes, aucune ne « facilite » vraiment la recherche de l'optimum pour les deux types d'algorithmes. En d'autres termes, les non-linéarités des fonctions objectifs sont équivalentes. On sait que les algorithmes de type SQP sont particulièrement adaptés pour des fonctions quadratiques. Parmi les fonctions créées (et dédiées réseau), on n'a pas pu avoir un conditionnement (non linéarité de type quadratique par exemple) [CULI-1994] du problème qui favorise l'une ou l'autre des méthodes.
- Face à une représentation continue du régleur en charge, l'algorithme déterministe, à nombre d'itérations donné, est beaucoup plus puissant.
- Les deux algorithmes ont rempli leur rôle et ont minimisé de manière significative la déviation du plan de tension (exemple pour la norme 2 et après environ 2500 appels à la fonction objectif on part de $F(\mathbf{x}, \mathbf{u}_{initial})=252.5$ à $F(\mathbf{x}, \mathbf{u}_{SQP})=0.098$ et $F(\mathbf{x}, \mathbf{u}_{AG})=1.849$, il existe quand même un facteur 20 entre les résultats.

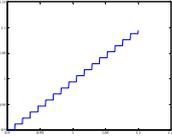
3.1.2. Optimisation de la tension avec une représentation en escalier du régleur en charge

On a les mêmes conditions de simulation que précédemment, en ne réglant que le régleur en charge qui a une représentation de type escalier. Cette condition est pénalisante pour l'algorithme déterministe qui n'est pas capable d'optimiser des valeurs discrètes. Une fonction escalier même rendue continue et dérivable en tout point est presque équivalente à une optimisation discrète.

En agissant uniquement le régleur en charge représenté par une fonction escalier, l'algorithme déterministe de type SQP n'a pas trouvé de direction de recherche qui minimise la fonction objectif (plateau). Il a donc considéré que l'optimum est trouvé dès la première itération. L'algorithme génétique a lui réussi à trouver un optimum en modifiant la valeur du régleur en charge.

	SANS REGLAGE DES PRODUCTEURS REGLEUR EN CHARGE SEUL	Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique Algorithme Génétique
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	428	428	12.18
	Iter (nombre)	/	5	26
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	49.7	49.7	1.604
	Iter (nombre)	/	5	43
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	495	495	31.33
	Iter (nombre)	/	5	43

On procède maintenant à l'optimisation en coordonnant 23 moyens de réglage (modification des injections de puissance réactive des 23 producteurs) et le régleur en charge.

	AVEC REGLAGE DES 23 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE	Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique Algorithme Génétique
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	428	3.697	9.454
	Iter (nombre)	/	2404	2500
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	49.7	1.186	1.707
	Iter (nombre)	/	2415	2500
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	495	51.61	32.18
	Iter (nombre)	/	2406	2500

On peut déduire du tableau précédent plusieurs conclusions :

- Malgré un handicap de taille (nombre d'itérations fixé), les résultats relatifs (SQP-AG) montrent que l'algorithme génétique a su tirer avantage de la situation en combinant pour le mieux le régleur en charge et les autres moyens de réglage.
- L'algorithme SQP a montré sa robustesse en coordonnant au mieux les 24 variables de commandes qui avaient un effet sur le réseau. Toutefois, si les réserves réglantes avaient été inférieures, on ne peut atteindre ces résultats étant donné qu'on ne peut profiter du réglage global de la tension, sur tout le départ, par le régleur en charge.

3.1.3. Optimisation de la tension avec une représentation du régleur en charge de type tableau de données

Pour comparer la robustesse des algorithmes (déterministe et Algorithme Génétique avec convergence locale développé pendant la thèse), on a confronté les deux approches pour la coordination des moyens de réglage. Les conditions de simulation sont presque les mêmes que dans le cas précédent à la différence suivante : le banc de capacité au niveau du poste source est maintenant coordonné, le producteur qui était situé au niveau du poste source ne fait plus partie de la boucle d'optimisation.

Les variables de commande (24) sont donc :

- l'injection de puissance réactive de 22 producteurs,
- le banc de condensateurs (injection de réactif de 0 à 3000 kVar par pas de 500 kVar, choix, *a priori*, de modélisation. On aurait pu, tout autant, régler sa valeur en Farad),
- le régleur en charge (rapport de transformation qui varie de $\pm 12\%$ par pas de 1%).

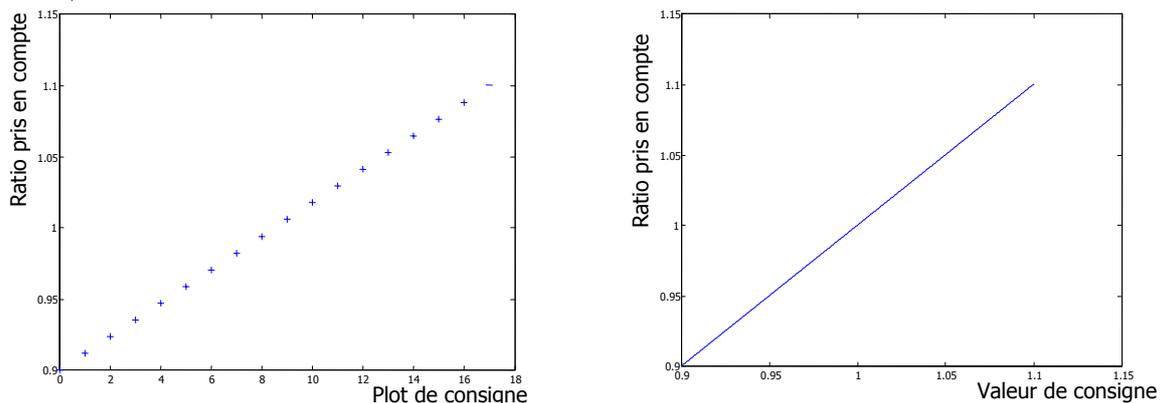


Figure 3 - 10 : Représentation du régleur en charge par un tableau de valeur ou par une fonction linéaire

On ne cherche pas à démontrer la faiblesse de l'un ou de l'autre, mais plus à valider les méthodes mises en place. En effet, l'algorithme SQP considère que toutes les variables de réglages sont continues et linéaires.

AVEC REGLAGE DES 22 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CONDENSATEURS		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	428	5.36e-005	2.63e-004	2.5e-004 (1)
	Iter (nombre)	/	2323	2466	2182
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	49.7	9.88e-006	2.4e-005	3.7e-005
	Iter (nombre)	/	1744	2070	1690
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	495	2.16e-004	3.67e-004	7.76e-004
	Iter (nombre)	/	2408	2721	1654

Le critère d'arrêt de l'algorithme génétique est le nombre d'évaluation de la fonction objectif par l'algorithme déterministe à 3 itérations de convergence locales près. Elles sont en effet ajoutées par la boucle d'optimisation de l'algorithme génétique avec mutation de type convergence locale pour optimiser le meilleur individu.

On peut déduire du tableau précédent plusieurs conclusions :

- La convergence locale améliore (sauf (1) grâce à un tirage de la population initiale favorable) la vitesse de recherche des algorithmes génétiques (voir chapitre 4.2 pour un exemple sur les pertes).
- Les trois algorithmes présentent d'excellents résultats en terme de minimisation de la fonction objectif. En effet, si l'on prend l'exemple de la norme infinie, la fonction objectif avant optimisation vaut $F(x, u_{\text{initial}}) = 2208$. Elle devient $F(x, u_{\text{SQP}}) = 2.16e-4$, et $F(x, u_{\text{AG_classique}}) = 7.76e-4$ pour les algorithmes génétiques sans une mutation avec convergence locale déterministe et $F(x, u_{\text{AG_SQP}}) = 3.67e-4$ pour le cas algorithme génétique utilisant une mutation avec convergence locale de type déterministe.

3.2. Impact des paramètres sur la recherche des optimum pour le plan de tension

Si l'on décide de ne pas limiter le nombre d'itérations pour l'algorithme génétique avec convergence locale afin d'évaluer les capacités de l'algorithme génétique à trouver un optimum global, on obtient, sur le même cas de simulation que précédemment, les résultats suivants :

	NOMBRE D'ÉVALUATIONS DU LOAD FLOW	FONCTION OBJECTIF NORME 1 : F(X,U)
Optimisation AG avec convergence SQP	97062	5.807e-005
SQP sur problème linéarisé	2323	5.39e-005

On voit sur l'exemple précédent que l'algorithme génétique n'a pas trouvé l'optimum global (l'algorithme déterministe a trouvé une valeur meilleure, mais rien ne permet d'affirmer que c'est la l'optimum global).

Remarque : l'algorithme génétique réalise en une génération classique, deux évaluations de la fonction objectif. Sur une mutation avec convergence locale, il va réaliser trois fois (le choix du chiffre 3 est un choix de programmation *a priori* pour ne pas pénaliser le nombre d'itération) le nombre d'évaluations de la fonction objectif d'une itération d'un sous problème quadratique de type Quasi-Newton. En effet, on a choisi de limiter le nombre d'itération de l'algorithme SQP à trois lors d'une mutation de type déterministe dans l'algorithme génétique. Ceci explique le nombre élevé d'évaluations par rapport aux nombres de générations présentés dans les figures suivantes.

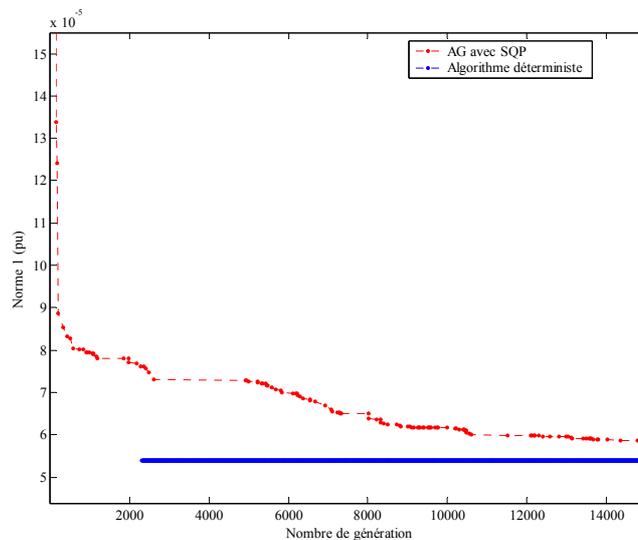


Figure 3 - 11 : Décroissance de la fonction objectif en fonction du nombre d'itérations et comparaison avec l'algorithme déterministe (ligne continue)

La figure 3 - 11 montre le niveau de décroissance de l'algorithme génétique avec convergence locale et le niveau atteint par l'algorithme déterministe sur le même problème linéarisé (en 2323 itérations, il a atteint sa valeur « optimale »). L'exemple précédent montre bien la différence entre les approches stochastiques de type algorithme génétique et algorithmes déterministes :

- La méthode basée sur les algorithmes déterministes est rapide pour trouver les optimums locaux lorsque les variables sont linéarisées.
- La méthode basée sur un algorithme génétique est usuellement [HOLL-1975] puissante pour la découverte de l'optimum global mais nécessite un grand nombre d'évaluations (pour le départ rural, supérieur à 100000).

Remarque : il est à noter que la méthode déterministe fonctionne avec une représentation linéarisée des variables de réglages discrètes. Il y a donc plus de facilité pour réaliser un réglage fin du plan de tension (avec valeurs de commande du régleur en charge et du banc de condensateur linéarisés). Les Algorithmes Génétiques travaillent, quant à eux, sur des variables mixtes et pourront réaliser un réglage moins fin mais plus proche du process physique réel.

La figure 3 - 12 montre le plan de tension après optimisation pour les coordinations des moyens de réglage trouvées avec les algorithmes génétiques et l'algorithme déterministe. On observe que le plan de tension après optimisation et dans les deux cas est très proche de 20 kV (valeur consigne).

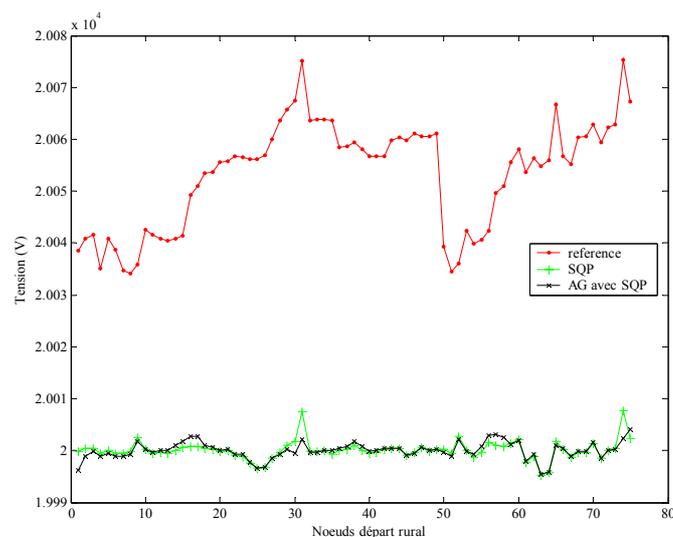


Figure 3 - 12 : Plan de tension (référence et après optimisation)

L'annexe « Résultats complémentaires » présente la problématique d'optimum local, enfin identifiée dans le cas de deux départs.

4. Optimisation des pertes dans les réseaux

Afin de vérifier le respect du plan de tension lors de la coordination des moyens de réglage pour assurer des pertes minimales, on a réalisé deux essais de coordination :

- une comparaison, à nombre d'itérations imposées par l'algorithme déterministe, du niveau des pertes dans le réseau,
- une variation du taux de mutation déterministe dans l'algorithme génétique pour prouver son apport dans le processus d'optimisation et donc de coordination.

4.1. Optimisation des pertes avec une représentation du régleur en charge de type tableau de données avec contraintes sur la tension

On reprend le même cas d'étude que dans le paragraphe 3.1.3.

AVEC REGLAGE DES 22 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CONDENSATEURS		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Pertes $f(x,u) = \sum_{i \text{ lignes}} \text{Réal}(\Delta V_i \cdot I_i^*)$	F(x,u) p.u.	5.724e-004	5.103e-004	5.19e-004	5.29e-004
	Iter (nombre)	/	1099	1310	1058

On peut déduire du tableau précédent plusieurs conclusions :

- On retrouve les mêmes remarques que dans le paragraphe 3.1.3.
- Le gain sur les pertes paraît correct (-10%), il est à noter que la coordination ainsi réalisée permet de n'avoir aucun dépassement sur la tension en dehors des limites réglementaires (Un $\pm 5\%$).

Remarque : on a utilisé une base 100 MVA dans nos simulations. Ainsi si avant optimisation et pour tout le réseau de distribution (transformateur du poste source inclus) on obtient $F(x,u_{\text{initial}}) = 5.724e-4$, cela correspond à un niveau de perte de 57,24 kW. Après optimisation déterministe, on a 51 kW de pertes tandis que l'algorithme génétique avec convergence locale donne près de 52 kW de pertes et l'algorithme génétique sans convergence locale : 53 kW de pertes.

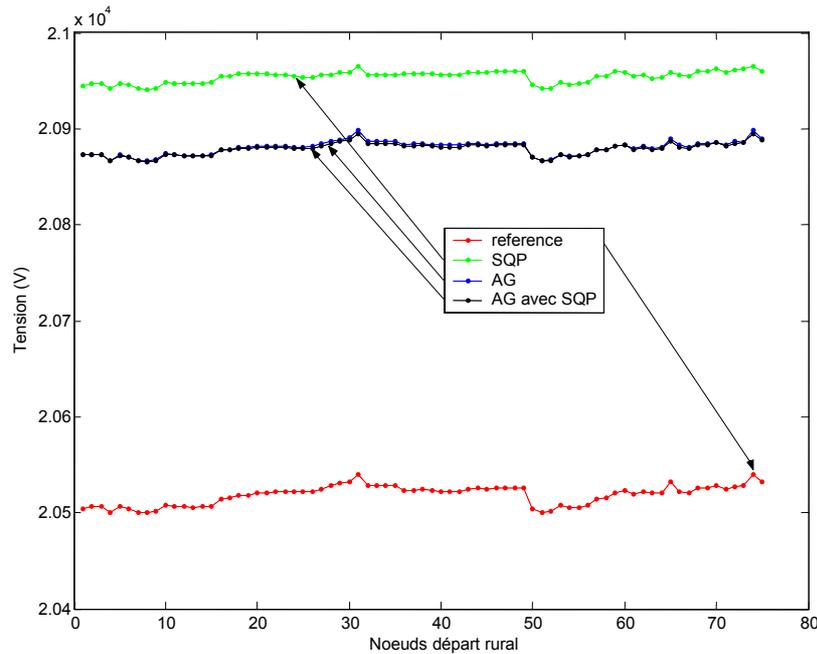


Figure 3 - 13 : Plan de tension après optimisation des pertes

La figure 3 - 13 montre que les limites en tension (19 kV – 21 kV) ont été respectées. L'algorithme déterministe est l'algorithme qui a le plus augmenté le plan de tension. Puis c'est l'algorithme Génétique avec mutations basées sur une convergence locale avec algorithme déterministe (SQP) et l'algorithme génétique sans mutation qui dépasse le plan de tension de référence (tension au niveau du poste source 20.5 kV).

4.2. Variation du taux de mutation de type déterministe pour l'optimisation des pertes

En repartant du cas d'étude précédent, on se donne un objectif de réduction des pertes sur le départ rural en jouant sur :

- Le régleur en charge, (injection de puissance réactive de 0 à 3000 kVar, choix de modélisation *a priori*, représentation discrète par pas de 500kVar),
- Le banc de condensateurs du poste source (représentation discrète, $\pm 12\%$ par pas de 1%),
- 22 producteurs/moyens de réglage continus (représentation) répartis dans le réseau.

La figure suivante présente la valeur de la fonction objectif du meilleur individu au cours des différentes générations. Quatre optimisations différentes ont été réalisées avec quatre valeurs de taux de mutation de type déterministe.

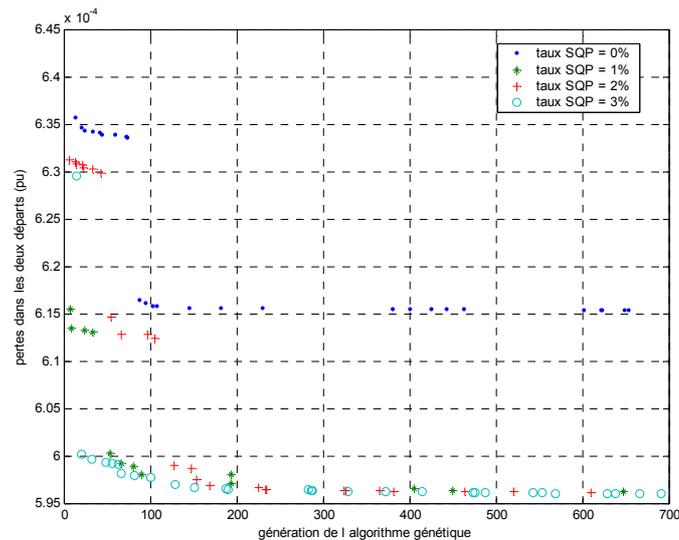


Figure 3 - 14 : Décroissance de la fonction objectif en fonction du nombre d'itérations pour divers taux de mutation de type déterministe dans l'algorithme génétique

La figure 3 - 14 précédente montre que :

- la vitesse de convergence est modifiée au cours des générations par l'apport de la mutation déterministe. Plus les événements « mutation de type déterministes » ont lieu (probabilité = tauxSQP (%)), plus la convergence est rapide.
- L'algorithme génétique, sans convergence locale et limité au niveau du nombre de générations peut ne pas atteindre l'optimum global en moins de 700 générations.

5. Méthodes de placement optimal des moyens de réglage et optimisation multi-objectifs

Dans une problématique de réduction des coûts de réglage, une réflexion a été menée sur le choix et la localisation des moyens de réglage. Ce choix doit être optimal pour permettre de minimiser la déviation du plan de tension. Pour cela, il faut mettre en place deux critères antagonistes. En effet, plus il existe de moyens de réglage de la tension dans le réseau (grandeurs commandables qui ont une action sur l'état électrique du réseau), plus la qualité du réglage (ou déviation du plan de tension par rapport à une consigne) sera bonne (voir [ZITZ-1999] et [REGN-2003]).

5.1. Présentation générale

Il existe deux manières classiques de résoudre le problème multi-objectifs suivant :

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimiser } y = F(x) = \{f_1(x), f_2(x), f_3(x), \dots, f_k(x)\} \\
 & \text{avec } e(x) = \{e_1(x), e_2(x), e_3(x), \dots, e_k(x)\} \leq 0 \\
 & \quad x \in X \\
 & \quad y \in Y
 \end{aligned}$$

Équation 3 - 11

où :

- **x** sont les grandeurs commandables (consignes producteurs / D-FACTS, régulateurs en charge, condensateurs...);
- **F(x)** est la fonction multi-objectifs formé de k fonctions objectifs $f_j(x)$;
- **e(x)** la ou les équations qui se réfèrent à des conditions d'égalité (exemple : calcul de répartition s'il n'est pas intégré dans la fonction objectif elle même) ;
- **X et Y** les espaces de valeurs possibles pour les variables commandables et la fonction objectif.

La résolution de ce problème est différent du problème d'optimisation présenté précédemment. Le résultat doit, en fait, être un ensemble de solutions qui minimise simultanément les k fonctions objectifs [DASI-1996].

Résolution par des pondérations : on change la forme de la fonction objectif, elle prend alors la forme suivante :

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimiser } F(x) = w_1 \cdot f_1(x) + w_2 \cdot f_2(x) + w_3 \cdot f_3(x) + \dots + w_k \cdot f_k(x) \\
 & \text{avec } e(x) = \{e_1(x), e_2(x), e_3(x), \dots, e_k(x)\} \leq 0 \\
 & \quad x \in X
 \end{aligned}$$

Équation 3 - 12

$F(x,u)$ est la combinaison linéaire des fonctions objectifs f_i . Les pondérations w_n sont prises de manière à balayer toutes les pondérations possibles. La figure 3 - 15 montre un exemple à deux dimensions de ces propos. Soit x solution minimisant $y = w_1 \cdot f_1(x) + w_2 \cdot f_2(x)$, avec

w_1 et w_2 fixés. On peut reformuler l'expression précédente : $f_2(x)y = -\frac{w_1}{w_2} \cdot f_1(x) + \frac{y}{w_2}$.

Dans le plan (f_1, f_2) , cette équation définit une droite de pente $-\frac{w_1}{w_2}$ qui intercepte l'axe des abscisses à y/w_2 . Le processus d'optimisation correspond à déplacer cette droite de haut en bas (diminuer y) jusqu'à ce qu'un seul ou plusieurs (nombre fini) vecteurs x conviennent (dans notre cas les points A et D). Si cette droite se déplaçait plus, elle n'intercepterait plus la frontière. L'inconvénient de cette formulation est que l'on peut ne pas atteindre les points C et B qui font pourtant partie de la frontière de Pareto [DAS]. Cette méthode impose que l'opérateur ait une idée sur la convexité de la frontière.

Résolution par variation des contraintes : on réalise k nouvelles fonctions objectifs qui prennent alors la forme suivante :

$$\begin{aligned} \text{Minimiser } & F(x) = f_j(x) \\ \text{avec } & e_i(x) = f_i(x) \leq \varepsilon_i \\ & x \in X \end{aligned}$$

Équation 3 - 13

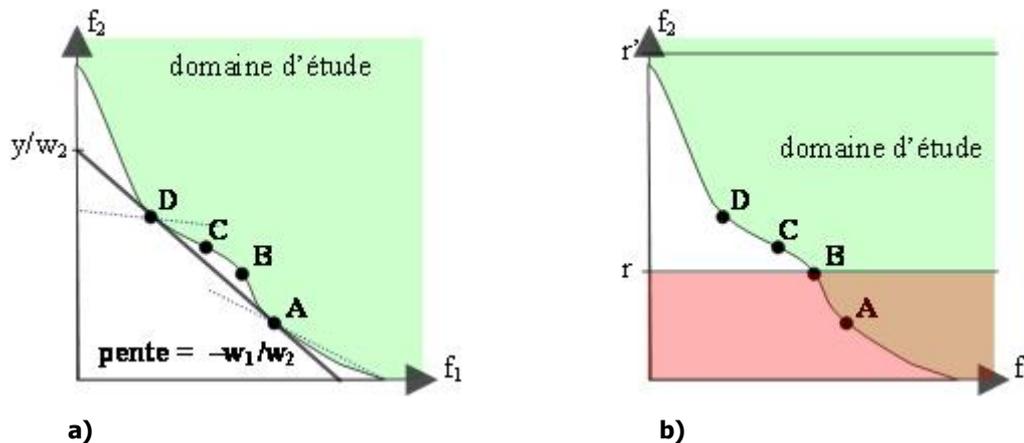


Figure 3 - 15 : Illution de la recherche de la frontière de Pareto par la méthode de pondération et par la méthode de variation des contraintes

En ce qui concerne la méthode dite « variation des contraintes », on peut choisir arbitrairement de travailler sur f_1 ou f_2 . La figure 3 - 15 montre l'optimisation pour la fonction f_1 . Si on limite f_2 à $\varepsilon_2 = r$, A et B sont solutions de l'optimisation multi-objectifs mais $f_1(A) > f_1(B)$ donc seul B est le vecteur solution pour la limite r , on peut donc recréer la courbe point par point. Un problème majeur est le choix de ε_2 . En effet, si on choisit $\varepsilon_2 = r'$, on ne peut trouver de solution Pareto optimale.

Cette introduction montre la difficulté pour résoudre un problème multi-objectifs. Plusieurs méthodes basées sur des algorithmes génétiques donnent la frontière de Paréto. On peut citer les trois principales :

- Nondominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA),
- Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA),
- Pareto Archived Evolution Strategy (PAES).

On retrouve dans [ZITZ-1999] une bonne synthèse des différentes méthodes basées sur les algorithmes génétiques et permettant de résoudre des optimisations multi-objectifs.

5.2. Optimisation globale en fixant les pondérations

5.2.1. Optimisation de la tension par une méthode globale

La fonction multi-objectifs prise en compte pour diminuer la déviation de tension par rapport à une consigne, tout en réduisant le nombre de moyens de réglage, est la suivante :

$$F(q_1 \dots q_n) = K_1 \cdot \sum_{i \text{ noeuds}} |U_i(q_1 \dots q_n) - U_o| + K_2 \cdot p(q_1 \dots q_n)$$

$$p(q_1 \dots q_n) = \sum_{j \text{ moyen de réglage}} (\text{si } |q_j| \leq \varepsilon : 0, \text{ si } |q_j| \geq \varepsilon : 1)$$

Équation 3 - 14

avec :

- $\sum_{i \text{ noeuds}} |U_i(q_1 \dots q_n) - U_o|$: définit la norme 1 pour l'évaluation de la déviation du plan de tension,
- $p(q_1 \dots q_n)$: définit une fonction de pénalisation qui compte le nombre de moyens de réglage qui sont utilisés (variation de l'injection de puissance réactive q_i du moyen de réglage i variant de plus de ε par rapport à au point nominal de fonctionnement : $\tan\phi = Q_{\text{injecté}}/P_{\text{injecté}} = 0.2$).

Le cas d'étude est le même que celui utilisé dans le chapitre 3.1.

On considère qu'un producteur est un moyen de réglage lorsque sa consigne d'injection de puissance réactive varie de quelques Var par rapport au point nominal de fonctionnement. C'est ce que traduit la fonction de pénalisation p . Un algorithme d'optimisation basé sur un algorithme génétique de type continu (codage des variables réelles dont le régleur en charge et pas de mutations déterministes) a été utilisé. Afin de comparer les résultats, une première coordination avec tous les moyens de réglages (24) a été réalisée. Le résultat est présenté à la figure 3 - 16.

Le plan de tension suivant les 77 nœuds du réseau rural est présenté en pu (1pu = 20kV). La tension de consigne était 20 kV pour tous les nœuds du réseau de distribution. On observe que l'optimisation a bien été réalisée (minimisation de la fonction objectif et plan de tension proche de 20 kV, voir figure 3 - 16). La valeur de la fonction objectif sur la norme 1 de la déviation de tension avant optimisation était de 52.95. Après optimisation, elle vaut 2.17 (obtenu par un algorithme génétique avec un critère d'arrêt sur le nombre de générations). La valeur de la fonction objectif sur la norme 1 de la déviation de tension après optimisation est 2.36 (obtenu aussi par un algorithme génétique). Ces deux valeurs très proches expliquent que sur la figure 3 - 16, les courbes obtenues avec 15 et 23 moyens de

réglages soient proches. C'est pour cela que l'on donne la valeur de la fonction objectif après optimisation. On ne peut, en effet, déterminer graphiquement quelle est la meilleure.

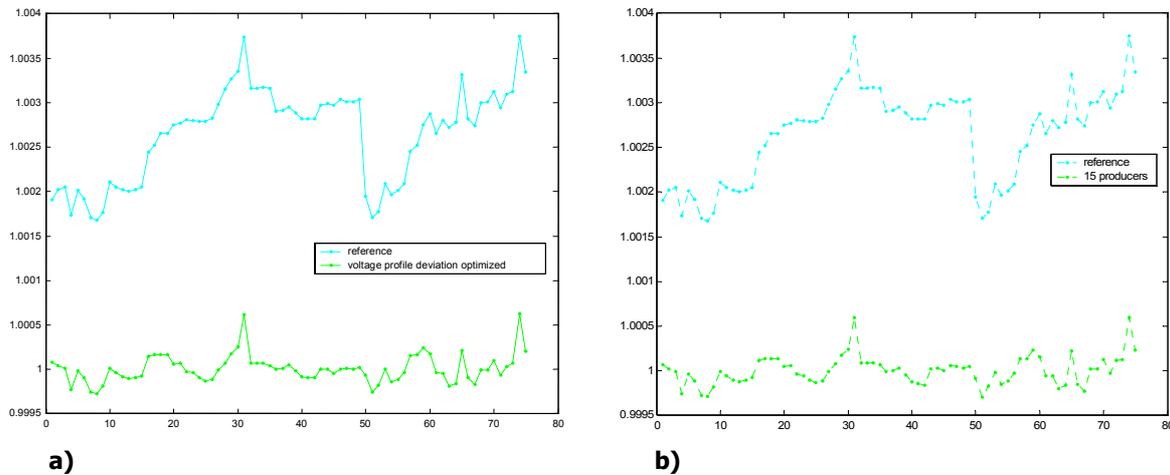


Figure 3 - 16 : Plan de tension avant et après optimisation pour a) tous les moyens de réglage, b) 15 moyens de réglage identifiés par optimisation globale

On a choisi *a priori* une pondération $K_1 = 0.9375$, $K_2 = 0.0625$, choisie pour avoir un niveau de pénalisation moyen : 13 producteurs qui soit de l'ordre de grandeur de la fonction objectif avant optimisation. Ce choix permet de choisir, après optimisation, 15 moyens de réglage optimaux. Néanmoins, les résultats avec 23 ou 15 moyens de réglages sont très proches. Il faut refaire la même approche avec un couple de pondération différent (plus pénaliser la présence de moyens de réglage) pour obtenir une de qualité de réglage moindre.

5.2.2. Optimisation de la tension et frontière de Paréto

Une approche se basant sur la maximisation (qui explique le signe – dans l'équation 3 - 15) d'efficacité des moyens de réglage et la minimisation des moyens de réglages a été menée.

$$\text{Min } F(q_1 \dots q_n) = -K_1 \cdot \sum_{i \text{ noeuds}} \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} > a_j \right) + K_2 \cdot p$$

$$p = \sum_{j \text{ moyen de réglage}} 1 \cdot (\text{if } |q_j| \leq \varepsilon, 0, \text{else } 1)$$

Équation 3 - 15

Avec $\sum_{i \text{ noeuds}} \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} > a_j \right)$ la fonction objectif définie à la section 2.3.2. « p » est la fonction de

pénalisation qui donne le nombre de moyens de réglages utilisés et K_1 , K_2 les pondérations possibles des deux fonctions objectif.

La méthodologie a été la suivante :

- a) Identification des meilleurs moyens de réglage à pondération donnée (et par là-même évaluation de la recherche tabou (voir annexe « Algorithmes d'optimisation »

pour le détail de la méthode) par rapport aux algorithmes génétiques pour cette fonction multi-objectifs). A nombre de moyens de réglage donné, il correspond une localisation optimale de ces derniers.

- b) Grâce à cette variation suivant toutes les pondérations possibles, on va tracer la frontière de Paréto.
- c) Pour chaque topologie optimale (1 moyen de réglage au nœud k, 2 moyens de réglages aux nœuds l et m...) on va réaliser une optimisation (grâce à un algorithme déterministe) de leurs valeurs de consigne (linéarisée pour le régulateur en charge) pour une norme de déviation du plan de tension (norme 1). On va donc vérifier si l'efficacité des moyens de réglage ainsi définie est correcte.
- d) Pour chaque topologie optimale, on va vérifier si l'on peut diminuer facilement les pertes avec ce même choix de moyens de réglage.

Cette méthode est beaucoup moins coûteuse en temps de calcul. En effet, partant du plan de tension avant optimisation, on a calculé une seule et unique fois la matrice des $\frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$. On

a choisi de regarder les zones d'influence (ensemble des nœuds où l'indice de sensibilité d'une injection de puissance réactive est supérieur à une valeur) qui sont supérieures à 1.95 ($a_j = 1.95$).

a. Evaluation d'algorithmes métaheuristiques pour l'optimisation du nombre de moyens de réglage

On a évalué la fonction objectif précédente (dédiée réseau) grâce à deux algorithmes métaheuristiques à un ratio donné ($K_1/K_2 = 100$) et identifié le nombre d'itérations qu'il leur fallait pour trouver l'optimum global :

- Nombre d'itérations moyennes pour l'algorithme génétique (codage binaire) de 10 individus : 180 itérations,
- Nombre d'itérations moyennes pour la méthode tabou (recommandée par [GOTZ-1997] pour la reconfiguration des réseaux de distribution et [YANG-1996] pour la localisation optimale de bancs de condensateurs dans les réseaux de distribution) qui a comme direction de recherche la présence ou l'absence d'un producteur i : 1500 itérations.

L'algorithme génétique montre toute sa puissance de calcul sur ce problème purement discret et combinatoire (rappel : nombre de topologies possibles avec 23 moyens de réglages qui sont coordonnés ou non sur le réseau rural : $2^{23} = 8388608$).

b. Frontière de Paréto

On a appliquée la méthode des pondérations pour trouver les localisations optimales les producteurs choisis par la méthode tenant compte du maximum d'efficacité sur le réseau rural (77 nœuds et 23 moyens d'injection de puissance réactive au maximum). On a fait varier le ratio K_1/K_2 afin de tracer la frontière de Paréto :

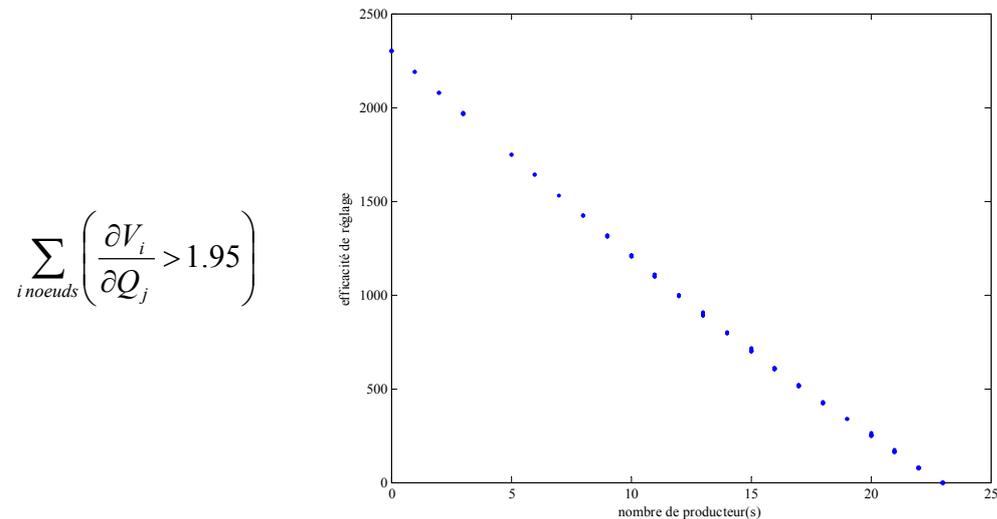


Figure 3 - 17 : Frontière de Paréto du problème multi-objectif efficacité de réglage de la tension et nombre de moyens de réglage

c. Frontière de Paréto et optimisation maître-esclave sur la tension

Une fois les meilleurs moyens de réglages identifiés, on a réalisé une optimisation déterministe pour trouver les valeurs de consigne desdits producteurs et du régleur en charge linéarisé. Cette optimisation a été réalisée à nombre de producteurs donné. Les résultats sont présentés sous forme $norme_1=f(nombre \text{ moyens de réglage})$ dans la figure suivante :

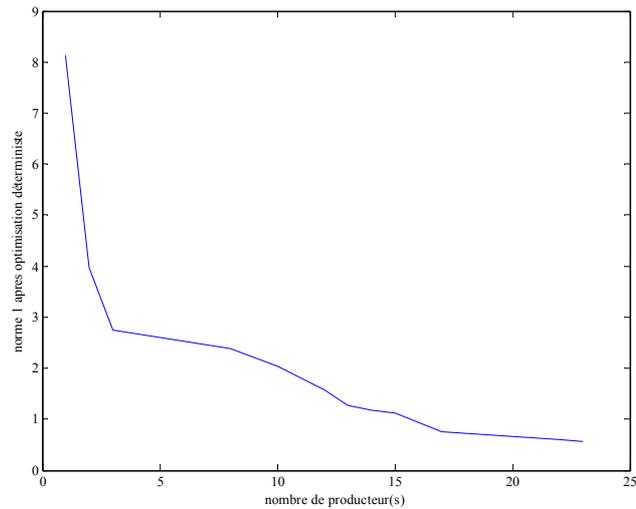
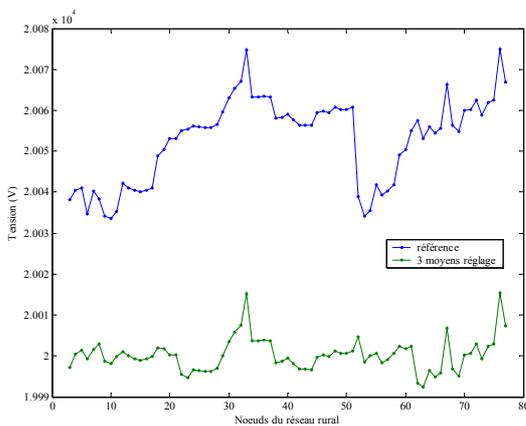
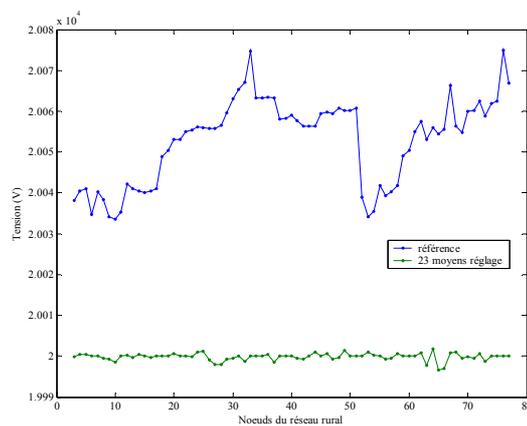


Figure 3 - 18 : Déviation du plan de tension (norme 1) en fonction du nombre de moyens de producteurs considérés comme moyens de réglage (à topologie optimale suivant l'efficacité définie par le problème multi-objectifs précédent)

On observe une bonne corrélation entre le choix des moyens de réglages par la fonction objectifs « efficacité de réglage » et la minimisation de la déviation du plan de tension par les moyens de réglages ainsi sélectionnés. En effet, il n'existe pas de cas de topologie de moyens de réglage où l'ajout d'un moyen supplémentaire augmente la norme sur la déviation de tension (qualité moindre).



a)



b)

Figure 3 - 19 : Plan de tension avant et après optimisation pour a) 3 moyens de réglage identifiés par la frontière de Paréto et b) tous les moyens de réglage

Un exemple de plan de tension optimisé est montré à la figure 3 - 19 pour trois moyens de réglages localisés grâce à la méthode précédente. La valeur de la norme 1 de la déviation du

plan de tension donne 2,74. Ce résultat est comme attendu, moins bon que pour 15 ou 23 (voir section 5.2.1) moyens de réglage mais correspond à un compromis de l'opérateur, qualité de réglage, nombre de moyens mis en œuvre.

d. Frontière de Paréto et optimisation maître-esclave sur les pertes

Une fois les meilleurs moyens de réglages identifiés pour la déviation du plan de tension, on a voulu réaliser une optimisation déterministe pour trouver les valeurs de consigne desdits producteurs et du régleur en charge linéarisé qui minimisent les pertes. Cette optimisation a été réalisée à nombre de producteurs donné (pour la déviation du plan de tension). Les résultats sont présentés sous forme $perles=f(\text{nombre moyens de réglage})$ dans la figure suivante :

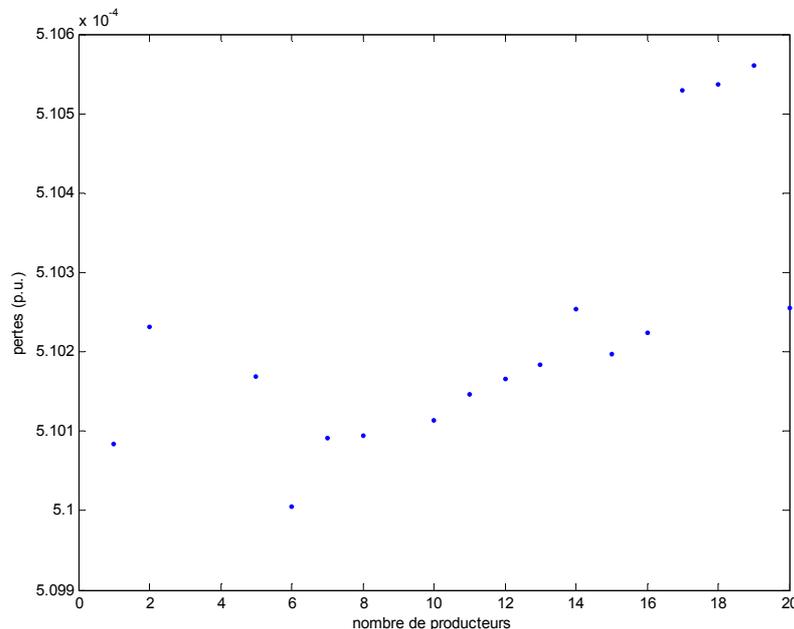


Figure 3 - 20 : Optimisation des pertes en fonction du nombre de producteurs utilisés comme moyens de réglage (à topologie optimale suivant l'efficacité définie par l'indice de sensibilité)

On observe que le choix des moyens de réglage à partir de la fonction efficacité des moyens de réglage est, comme attendu décorélée avec la diminution des pertes. En effet, les pertes sont définies pour une ligne par $réel(\underline{\Delta V} \cdot \underline{I}^*)$ avec $\underline{\Delta V}$ la chute de tension aux bornes de la ligne et \underline{I} le courant qui transite dans cette dernière. Six moyens de réglage donnent le minimum pour les pertes. Grâce au postulat qu'un plus grand nombre de moyens de réglage ayant une action effective doit amener un résultat meilleur pour une optimisation donnée, de meilleures localisations doivent pouvoir être trouvées pour minimiser les pertes.

Remarque : il faut se méfier des conclusions et des *a priori* sur des équivalents type efficacité de réglage joue sur les tensions et donc sur les pertes via $\Delta V.I^*$.

6. Conclusions

Plusieurs conclusions peuvent être extraites des tableaux et remarques précédentes.

La volonté de rechercher une **représentation** qui soit la plus proche possible du processus physique est liée à deux points majeurs :

- la modélisation proche du processus physique est toujours plus séduisante pour les électrotechniciens. Les phénomènes observés sont alors simples à expliquer,
- le choix des grandeurs de commande qui ont été rendues continues pour l'optimisation n'est pas trivial. En effet, on a toutes les chances de tomber entre deux valeurs discrètes (parmi les valeurs extrapolées) et ce ne sont pas les valeurs de commande du processus physique. Il existe plusieurs moyens de réaliser l'optimisation en utilisant la programmation d'entier (si le nombre de variables rendues continues n'est pas important, sinon il y a explosion combinatoire de tous les cas à traiter) :
 - En effet, si l'on se réfère à la littérature [CULI-1994], le meilleur moyen est d'utiliser des méthodes de type Branch and Bound (B&B) en raisonnant par intervalles de recherche et optimisations successives pour forcer l'optimisation à trouver des valeurs discrètes réelles [LEYF-2001] et [ADJI-1998]. Ceci fausse légèrement les comparaisons sur les valeurs après optimisation entre les algorithmes génétiques. On aurait du faire la démarche complète pour l'algorithme déterministe avec du B&B et avoir ainsi le nombre correct d'itérations maximales. Ce nombre d'itération aurait permis de laisser plus de possibilité à l'algorithme génétique et sûrement d'être meilleur en terme de minimisation de la fonction objectif.
 - On peut raisonner simplement en considérant que la fonction objectif est convexe. Dans ce cas, on ne doit refaire que les optimisations avec les valeurs discrètes les plus proches de celles trouvées. La convexité, dans les problèmes utilisant des calculs de répartition semble compromise : c'est en effet contraire au fait que l'algorithme génétique a trouvé un optimum local différent de l'optimum découvert par la méthode déterministe. S'il y a, comme dans les exemples utilisés dans ce chapitre, uniquement 2 variables de commande rendues continues, cela représente :

nombre_variables_discrètes^{valeurs_discrètes_proches} soit ici $2^2=4$ optimisations à faire avec 22 paramètres de réglage à déterminer de nouveau par optimisation.

La **vitesse** des différents algorithmes est principalement liée à la vitesse du calcul de répartition des charges, cette évaluation de la vitesse est importante pour les applications temps réel.

TEMPS DE CALCUL EN SECONDES POUR L' ALGORITHME DETERMINISTE (CRITERE ARRET DETERMINISTE)	COORDINATION DE 24 MOYENS DE REGLAGE SOIT 1462 APPELS AU CALCUL DE REPARTITION	COORDINATION DE 45 MOYENS DE REGLAGE SOIT 1744 APPELS AU CALCUL DE REPARTITION
Pentium 3 à 666 MHz 254 Mo	738.12	1727.2
Pentium 3 à 1.0 GHz 254 Mo	623.61	1360.1
Pentium 3 à 1.133 GHz 254 Mo	391.15	1115.6
Centrino M à 1.6 GHz 512 Mo	412.76	866.24
Pentium 4 à 1.8 GHz 512 Mo	371.73	786.22

La vitesse de calcul n'est néanmoins pas un critère satisfaisant. En effet, l'évolution des capacités de calcul des ordinateurs personnels est impressionnante (Pentium 3 : 1999, Pentium 4 : 2000). La loi de Moore vérifiée depuis 1965 prévoyait un doublement du nombre de transistors par unité de surface tous les 18 mois.

La **simplicité de codage, la recherche de l'optimum global** et la possibilité de **paralléliser** simplement les calculs sur plusieurs processeurs font pencher le choix vers les algorithmes génétiques.

Les choix des moyens de réglages à partir de diagrammes de Paréto doivent faire l'objet de critères supérieurs. Lorsque le responsable de la conduite ou de la planification du réseau se trouve face à une multitude de possibilités optimales, il faut des critères supérieurs pour guider les choix. L'avantage de passer par des diagrammes de Paréto est lié au fait que quelquefois, on peut passer à côté d'une possibilité de réglage très intéressante (car on ne veut pas investir des sommes supérieures à une enveloppe fixée).

Le principal inconvénient de la coordination par l'intermédiaire d'une répartition optimale des flux de puissance (OPF) réside dans les différents réglages des algorithmes qui nécessitent les expertises :

- Ingénieur réseau pour connaître le type et le conditionnement du système,
- numéricien pour régler correctement les différents paramètres des algorithmes utilisés.

On a néanmoins trouvé une manière de respecter des plans de tension optimaux malgré une insertion massive (vingt trois) de producteurs. Il n'existe malheureusement, à ce jour, aucun optimiseur universel capable de s'adapter au problème que pourrait lui poser un néophyte. Le but de ce chapitre est donc de donner des éléments de choix pour les gestionnaires et les planificateurs des réseaux de distribution du futur.

Chapitre 4

« Ce qui trouble les hommes, ce ne sont pas les choses
mais les opinions qu'ils en ont »
Epictète

Chapitre 4 :

Stratégies de coordination réparties et validation temps réelle des méthodes proposées et médias associés

1. Introduction

Les chapitres précédents ont apporté les outils nécessaires pour coordonner de manière optimale les moyens de réglage. Cette coordination permet de maximiser le taux de génération d'énergie dispersée au sein des réseaux de distribution, tout en respectant les contraintes légales en tension. Le présent chapitre propose d'autres évolutions possibles, en se basant sur les méthodes mises en place au chapitre précédent. Une première section aborde la coordination inter et intrazone dans le cas où les décisions de coordination seraient prises localement [SHAH-2003]. Une seconde partie présente les moyens de communication nécessaires pour la coordination centralisée (cas du chapitre 3 précédent) ou distribué (cf section 2 du présent chapitre). Une troisième section présente le développement d'un démonstrateur reposant sur un micro-réseau numérique. Ce démonstrateur permet de tester non seulement les stratégies de coordination, mais aussi les moyens de communication associés.

2. Distribution des décisions de coordination au niveau local

2.1. Contexte général

Les réseaux de distribution suivent, le plus souvent, des contraintes techniques et géographiques pour leur structure et répartition spatiale. Il arrive que ces réseaux soient situés à cheval sur plusieurs collectivités locales. Ces dernières peuvent décider d'investissements particuliers quant à la coordination des moyens de réglage. Ceci impose une réflexion sur la coordination intrazone (au niveau local) et interzone (au niveau du réseau de distribution). Des études ont donc été réalisées pour vérifier les coordinations au niveau local (plusieurs centres de coordination dans le même réseau de distribution) des moyens de réglage.

2.2. Etudes effectuées

2.2.1. Présentation du cas d'étude

On utilise le départ de type rural où sont connectés 23 producteurs. Un découpage a été décidé *a priori*, suivant des critères géographiques en s'inspirant de zone d'influence du type « collectivités locales ». La zone 1 correspond à l'artère la plus proche du poste source du départ rural. Elle contient 3 producteurs supposés jouer le rôle de moyens de réglage (action sur les injections de puissance réactive). On suppose pouvoir imposer localement la production de ces derniers (coordination intrazone). La zone 4 correspond à l'une des artères les plus éloignées du poste source. Elle contient 2 producteurs, eux aussi coordonnables localement (voir figure 4 - 1).

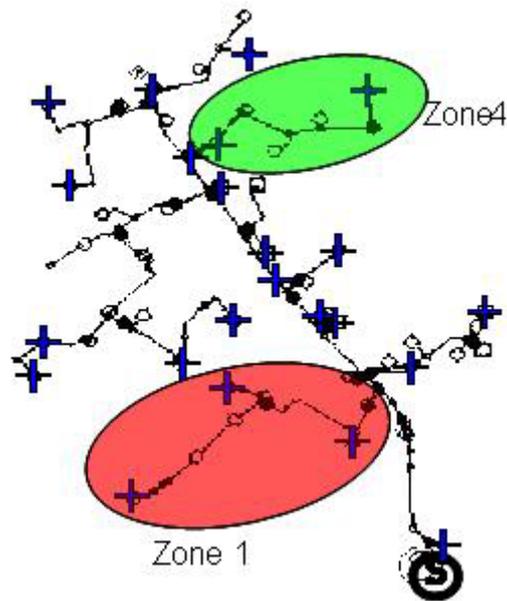


Figure 4 - 1 : Réseau rural avec deux zones où les moyens de réglage sont coordonnés localement et S est le poste source

On présente, sur la figure 4 - 2, le plan de tension initial pour tout le réseau. Ce plan de tension est obtenu via un calcul de répartition global (tous les nœuds sont connus, courbe notée référence).

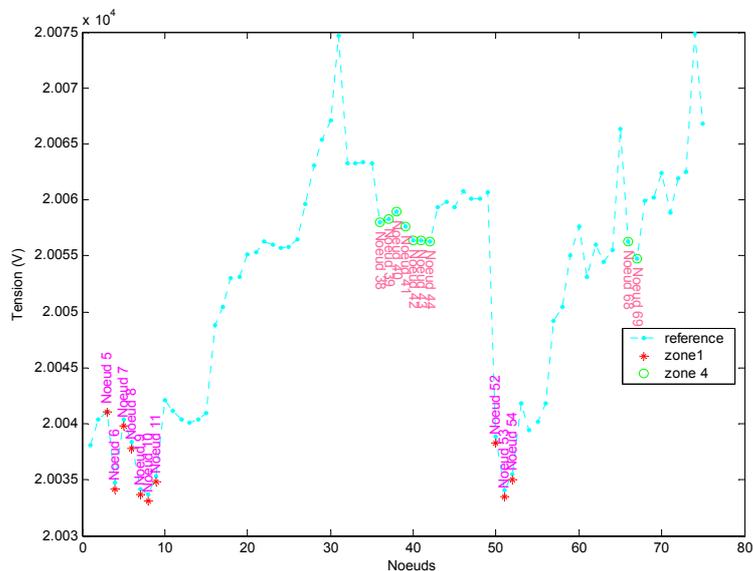


Figure 4 - 2 : Plan de tension initial du réseau rural avec les zones 1 et 4

La figure précédente présente aussi (étoiles et cercles) les tensions calculées au niveau local. Pour cela, des calculs de répartition locaux ont été mis au point. On utilise la connaissance de la tension au niveau du poste source U_{N1} , la tension en début de zone U_{N2} (nœud de

connexion avec le reste du réseau qui a une puissance de court-circuit connue S_{CC} au nœud N2 que l'on modélise par une impédance série Z_{CC} . Par la connaissance des différentes charges locales et les générateurs (nœuds 3, 10 et 11), on recrée l'état électrique du réseau en ajoutant une charge équivalente (P_{eq} , Q_{eq}) au nœud de connexion. Ces charges créent des flux de puissance qui vont induire une chute de tension permettant de retrouver la même valeur de U_{N2} mesurée, voir figure 4 - 3.

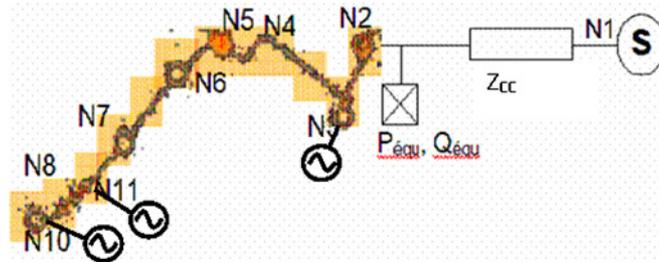


Figure 4 - 3 : Zone 1 avec modélisation du reste du réseau rural

Cet artefact de calcul est nécessaire pour traduire l'évolution des tensions en fonction des puissances qui transitent dans l'impédance amont (et donc les évolutions de tension).

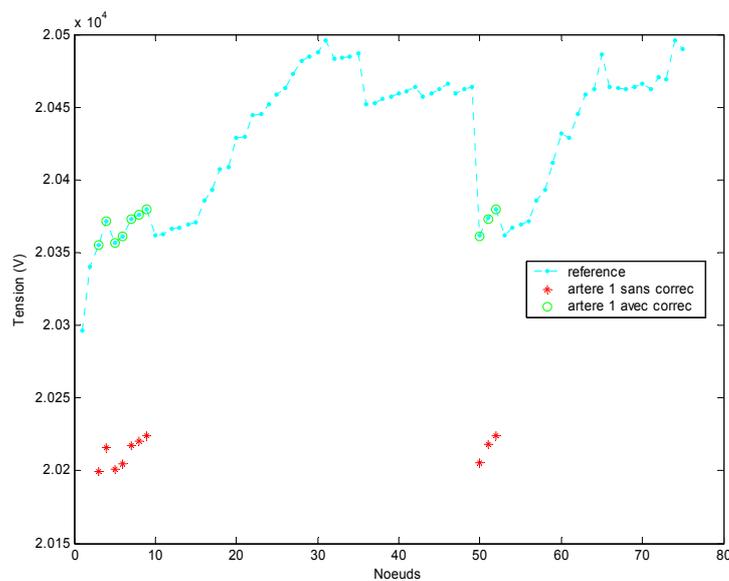


Figure 4 - 4 : Plan de tension de la zone 1 avec ou sans calcul des doublons (P_{eq} , Q_{eq})

Sur la figure 4 - 4, le cas de référence est le plan de tension de tout le départ rural. Les étoiles rouges montrent le plan de tension calculé localement dans la zone 1 sans prendre en compte les P_{eq} et Q_{eq} . Grâce à un calcul du type moindres carrés, on estime le doublon (P_{eq} , Q_{eq}) pour avoir une valeur de U_{N2} correcte (artère 1 avec correction). La figure 4 - 4 montre l'effet de (P_{eq} , Q_{eq}). Le plan de tension local calculé avec $P_{eq}=Q_{eq}=0$ est appelé artère 1 sans correction.

2.2.2. Scénarii envisagés

a. Coordination intrazone unique

- Dans le cas où seule la zone 4 agit pour régler sa tension localement, on utilise les méthodes du chapitre précédent en réalisant un calcul de flux de puissances optimales au niveau local en coordonnant les injections de réactif des deux producteurs situés dans la zone 4, les injections de puissance réactive des autres producteurs restant à leur niveau optimal. La figure 4 - 5 présente le plan de tension du réseau complet avec uniquement deux moyens de réglage (libellé « Avec optimisation pour le grand réseau ») ainsi optimisé :

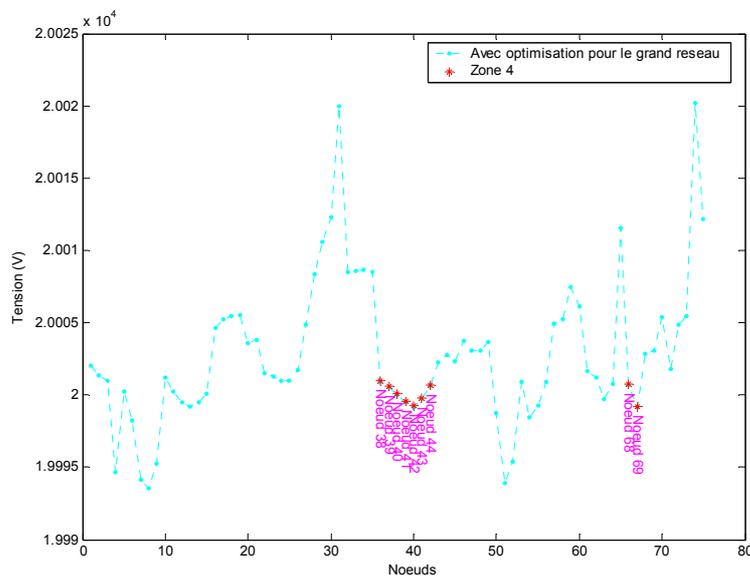


Figure 4 - 5 : Optimisation de la tension du réseau uniquement grâce à la modification de l'injection de réactif des producteurs de la zone 4

Seules les tensions de la zone 4 sont proches de la valeur consigne (ici 20kV).

- On présente maintenant le cas où seule la zone 1 agit (modification de l'injection de réactif au niveau des trois producteurs de la zone 1) pour optimiser la tension de ses nœuds à une valeur consigne. La Figure 4 - 6 suivante présente le plan de tension du départ complet (libellé « grand réseau optimisé ») après coordination des moyens de réglage de la zone 1 (injection de puissance réactive de trois producteurs uniquement) :

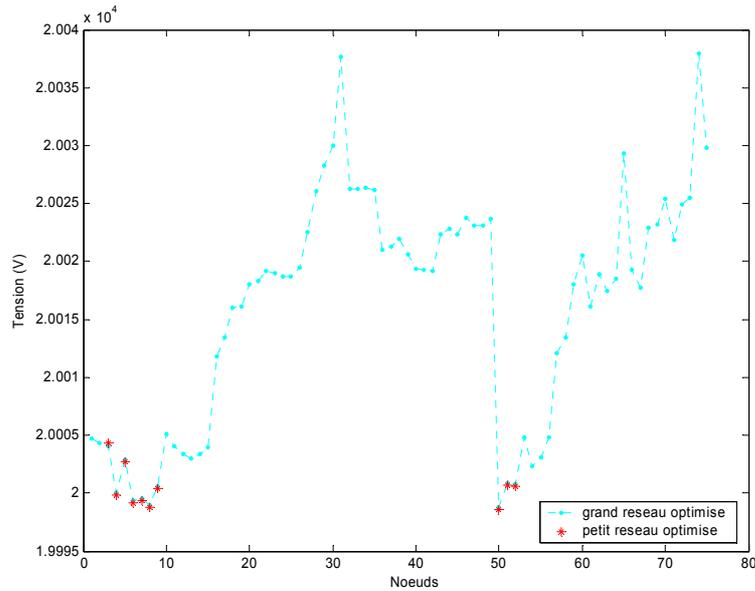


Figure 4 - 6 : Optimisation de la tension du réseau uniquement grâce à la modification de l'injection de réactif des producteurs de la zone 1

Seules les tensions de la zone 1 sont proches de la valeur de consigne (ici 20kV).

b. Coordination interzone

On utilise la stratégie développée au chapitre 3 qui permet la coordination des cinq moyens de réglage simultanément du départ considéré (injections de puissance réactive des trois producteurs de la zone 1 coordonnées avec les deux producteurs de la zone 4), on obtient le profil de tension de la figure 4 - 7.

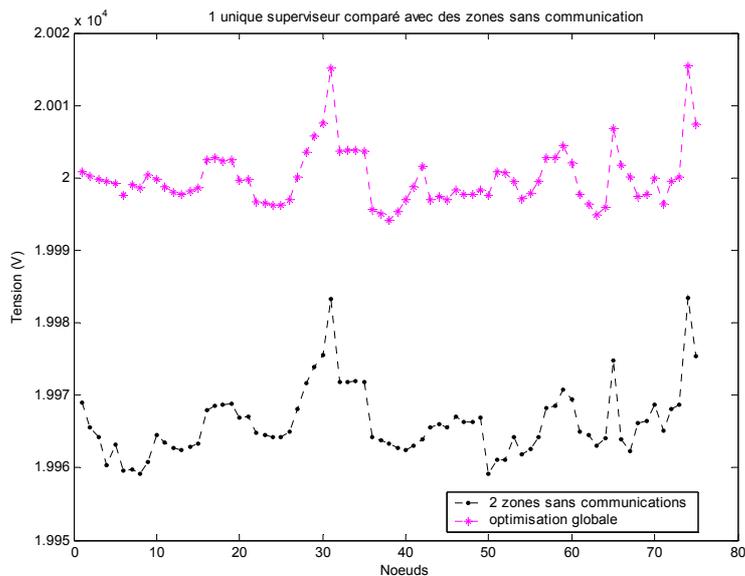


Figure 4 - 7 : Optimisation de la tension du réseau grâce à la modification de l'injection de puissance réactive des 5 producteurs des deux zones

c. Absence de coordination interzone

Si contrairement au cas précédent, il n'existe pas de superviseur global (cf. chapitre 3) qui permet la coordination des cinq moyens de réglage des deux zones simultanément. Les deux centres de coordination locale (zone 1 et zone 4) vont appliquer simultanément leurs réglages optimaux pour leurs moyens de réglage (ceux calculés comme pour les figure 4 - 5 et figure 4 - 6). On obtient alors le profil de tension suivant :

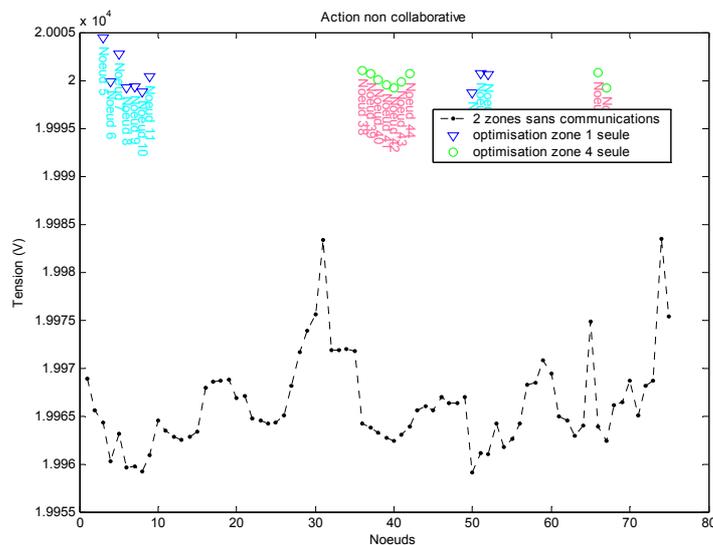


Figure 4 - 8 : Optimisation de la tension du réseau des deux zones simultanément

Les coordinations respectives des deux zones ont été ici mises en œuvre simultanément dans le but d'optimiser leur profil de tension respectif. Cependant, l'effet combiné des deux coordinations ne donne pas les résultats escomptés. On observe donc l'effet néfaste de l'absence de communication sur un exemple simple de coordination distribuée.

3. Les moyens de communication pour la coordination des moyens de réglage

3.1. Les structures de télécommunication à mettre en œuvre

Etant donné la nature hétérogène du réseau de distribution, il est à craindre que le réseau de télécommunication associé à une structure de conduite, aussi systématique qu'elle soit, soit lui aussi de type diverse. Les réseaux possibles sont :

- les bus de terrain, utilisés habituellement dans les centres de production industrielle pour réaliser la liaison entre les automates et les machines outils (les plus connus sont recensés dans l'introduction de [PARE-1996], on peut relever les bus LON

d'Echelon Corp., FIP de Schneider Electric SA et PROFIBUS de Profibus Consortium). Les avantages du bus de terrain sont multiples. Tout d'abord, il s'agit souvent de moyens de communications dédiés donc disponibles en permanence. De plus, ils sont souvent dimensionnés (quantité d'information transmissible instantanément) pour les applications dédiées. Leur principal désavantage est leur coût ;

- les réseaux sans fil (GSM, UMTS entre autres), qui permettent d'avoir des solutions très flexibles ;
- les réseaux locaux de type Ethernet. Ces réseaux sont souvent courts (distance maximale entre deux serveurs ou nœuds actifs de 250m), ils ont de plus les mêmes avantages et inconvénients que les bus de terrain ;
- l'utilisation des courants porteurs de ligne est aussi envisageable [DUVA-1998]. Cette solution est déjà utilisée par EDF pour transmettre les signaux tarifaires type heures pleines/heures creuses et l'éclairage public [LECO-2003].

On peut envisager un certain nombre d'autres moyens de communication pour assurer une fiabilité (redondance des moyens de télécommunication) maximale de la bonne conduite du système. Les différentes zones pourraient, tout comme les relais GSM, avoir une communication intra zone d'un certain type (900 Hz pour GSM ou bus de terrain) et communiquer entre eux (15 GHz pour GSM ou réseau téléphonique) par d'autres moyens pour relayer les communications des portables qui ne sont pas dans la même zone.

Afin de quantifier les besoins en développement ou en utilisation des réseaux de communication associés, une validation pour la mise en place des gestions locales a été réalisée sur la base d'un simulateur temps réel.

3.2. Proposition de communications minimales pour une action collaborative

Compte tenu des résultats du chapitre 2.2.2.c, des stratégies vont maintenant être proposées pour coordonner les actions des différentes zones.

3.2.1. Action hiérarchisée

Une communication est possible pour signifier aux autres zones que l'optimisation a été effectuée. On doit ainsi définir un ordre d'action pour les différents contrôleurs et des limites en terme d'injection pour chaque zone. L'ordre des actions des différentes zones peut être défini de manière simple. Etant donné que (voir annexe sur l'analyse pour la hiérarchisation des moyens de réglage et les résultats obtenus grâce à la méthodologie d'étude d'impact voir section 2.2.1.b. 7.) :

- la modification du plan de tension est plus importante pour les plus grosses unités,
- la déviation du plan de tension après le point d'injection est constante.

La stratégie de hiérarchisation proposée est la suivante :

- les zones à régler en premier sont les zones ayant les puissances réglantes les plus importantes (même si elles ne sont pas utilisées pleinement),
- ensuite, pour deux zones de puissance réglante équivalente, on choisit en premier celle qui est la plus proche du poste source.

La trame de la communication minimale qui peut être utilisée est donc :

- nom de la zone,
- Pcc la plus importante dans la zone,
- Somme de toutes les puissances réglantes à l'instant t.

3.2.2. Autre stratégie possible

Les actions sont hiérarchisées aussi mais en plus, elles peuvent inclure dans le processus d'optimisation, les nœuds de tension extrêmes des autres zones dans les contraintes d'optimisation. On va donc modéliser, dans le calcul de flux de puissance optimal local, le reste du réseau connaissant sa puissance de court-circuit (Pcc) et ses tensions à ses bornes. Voici un exemple simple avec deux zones correspondant à deux artères d'un réseau arborescent :

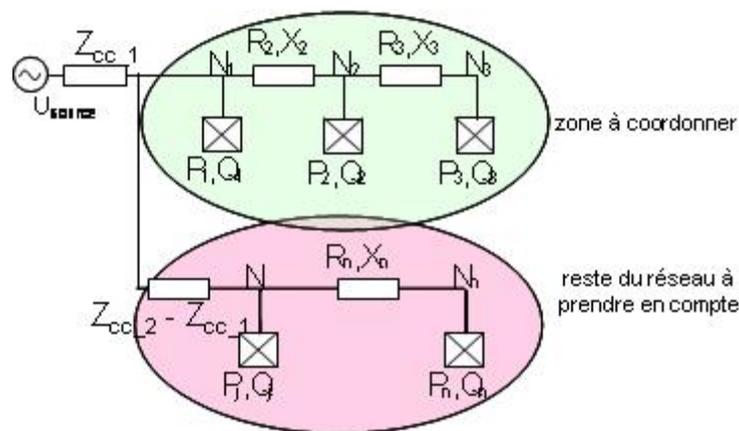


Figure 4 - 9 : Prise en compte d'une autre zone

L'impédance Z_{Nj} et l'impédance Z_{Nn} et les tensions V_{Nj} et V_{Nn} sont communiquées au calculateur de la zone à coordonner. Cette zone est donc capable de recalculer les impédances $Z_n = Z_{cc_fin_zone} - Z_{cc_2}$ et les puissances S_j et S_n produisant les chutes de tension désirées pour obtenir V_{Nj} et V_{Nn} .

Le flux optimal des puissances peut donc être réalisé localement en tenant compte de l'état électrique du reste du réseau (ou du moins en considérant les nœuds extrêmes pour rester dans les plages de tension légales).

4. Démonstrateur pour la validation des stratégies de coordination et de télécommunication

Un banc d'essai expérimental a été réalisé pour créer un lien logiciel et matériel entre la plateforme de simulation Arène qui est capable de réaliser des simulations temps réelles de type EMPT d'un réseau électrique et deux PC extérieurs qui représentent

- un coordinateur ou centre de conduite local (PC1),
- un générateur d'énergie (PC2) (moyen de réglage via la modification de la puissance réactive injectée dans le réseau) décentralisé lié au superviseur par une communication.

Ce lien logiciel et matériel permet d'échanger des données de simulations réalisées avec la plateforme Arène temps réel et un premier ordinateur distant. Ce superviseur local va alors prendre des décisions (voir chapitre 3) pour la coordination de divers moyens de réglage. Une des décisions est envoyée au générateur d'énergie décentralisée qui va retransmettre ce changement d'état dans le simulateur Arène temps réel. On a ainsi une action en boucle fermée sur le réseau. On peut ainsi valider les stratégies de coordination incluses dans les PC1 et divers média et protocoles permettant la liaison centre de conduite – moyen de réglage.

4.1. Présentation de la plateforme Arène temps réel

Un simulateur temps réel permet l'étude de réseau de réseaux d'énergie soumis à des scénarios provoquant des transitoires électriques ou autres que l'on souhaite étudier via des modules externes. Ces simulations utilisent des modèles mathématiques qui traduisent le comportement physique du matériel auquel il est rattaché. Un grand nombre de modèles d'éléments de réseaux existe déjà (lignes, câbles, disjoncteur, moteurs asynchrones, génératrices entre autres). Une fois le cas d'étude modélisé aussi finement que nécessaire (on ne va pas utiliser les mêmes modèles pour des études statiques ou des études de transitoires très rapides), on réalise des scénarii (courts-circuits, enclenchements de charge entre autres) pour voir la réponse du système électrique.

Un simulateur temps réel va permettre d'extraire l'état électrique du réseau modélisé (résolution numérique) à l'extérieur du simulateur. Les signaux ainsi traduits sous forme

électrique (via des amplificateurs de puissance) permettent de tester des appareillages extérieurs par l'intermédiaire d'un module matériel supplémentaire (par rapport à la version non temps réel) nommé : le système conversion (acquisition-restitution des grandeurs simulées sous forme numérique dans le calculateur et traduites en grandeurs analogiques ou numériques accessibles physiquement). Le système temps-réel du programme de simulation peut fonctionner en boucle ouverte (envoi simple de signaux, sans acquisitions), ou en boucle fermée, le système permettant alors simultanément de faire des acquisitions de signaux venant de un ou plusieurs équipements. La figure suivante donne une représentation simplifiée du système complet.

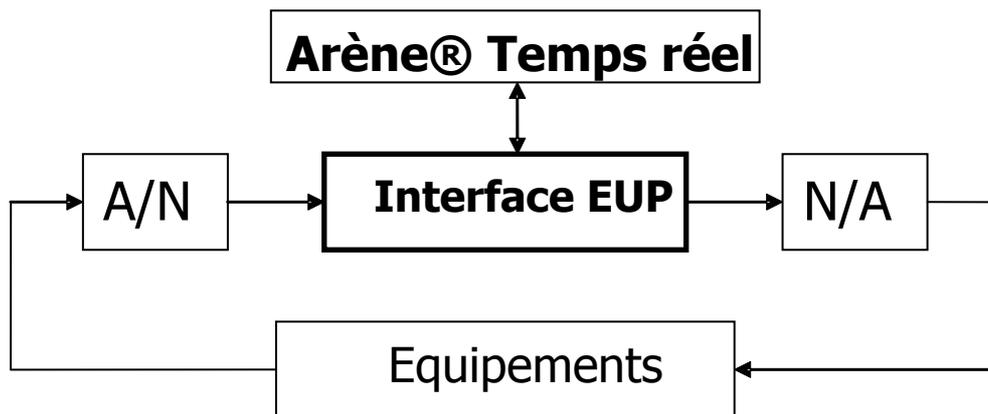


Figure 4 - 10 : Représentation globale du système temps réel

Dans la version boucle fermée, afin d'atteindre des pas de temps de calculs les plus réduits possibles, un calculateur parallèle est utilisé. Ce dernier dispose d'une interface dite EUP à très faible temps de latence, permettant une communication extrêmement rapide avec le système de conversion.

Le système de conversion permet l'acquisition et/ou la restitution d'échantillons. Il est constitué de deux parties :

- La chaîne d'acquisition avec ses cartes de conversion analogiques-numériques (A/N), ses cartes d'acquisition logiques et numériques,
- La chaîne de restitution avec ses cartes de conversion numériques-analogiques (N/A), ses cartes de restitution logiques et numériques.

La communication entre le calculateur parallèle et le système de conversion est réalisée par fibre optique. Le schéma suivant présente schématiquement le système complet de conversion :

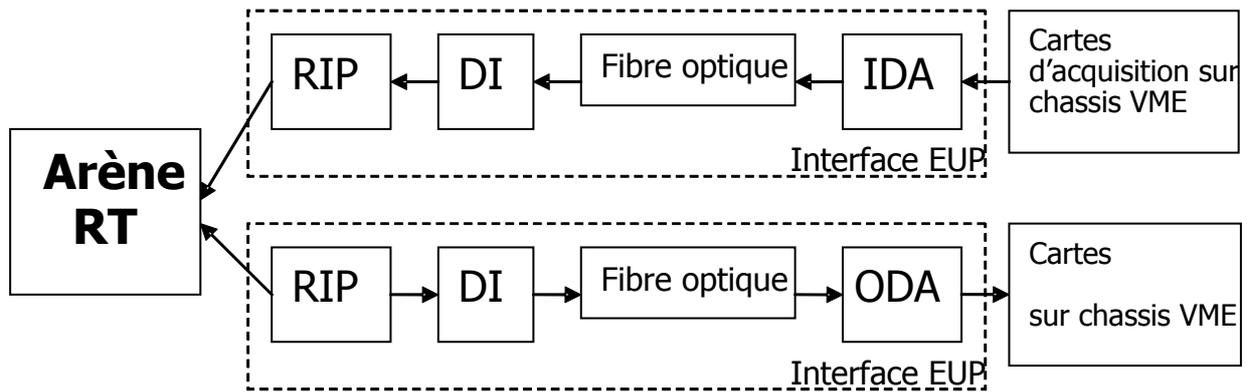


Figure 4 - 11 : Représentation schématique du système d'acquisition/restitution

Avec comme signification des abréviations :

- RIP : *Reconfigurable Interface for PCI*. C'est l'interface SPP (propriétaire HP) à large bande passante et à très faible temps de latence. Elle permet la connexion entre le bus PCI et les DI.
- DI : *Device Interface*. Cette interface gère la conversion entre les signaux électriques issus des cartes RIP et les signaux laser transmis sur les fibres optiques.
- Fibres optiques. Liaison entre le calculateur et les cartes d'acquisition/restitution. L'utilisation de fibres optiques pour la communication permet d'avoir une isolation galvanique totale entre Arène et les équipements à tester.
- DA : *Data Acquisition / Restitution*. C'est l'interface entre les fibres optiques et le bus VME. Les DA sont de deux types. L'interface DA d'acquisition est appelée IDA. L'interface DA de restitution est appelée ODA. Dans les deux cas, les mêmes cartes sont utilisées, c'est uniquement la configuration de la carte qui change.
 - IDA : *Input DA*. Cette interface permet d'acquérir les données en provenance des cartes ADAS et de les envoyer sur les fibres optiques. Elle permet, de plus, de gérer la synchronisation par une horloge maître.
 - ODA : *Output DA*. Cette interface permet de restituer les données en provenance des fibres optiques et de les envoyer sur les cartes de conversion. La synchronisation de cette carte est gérée par l'interface DI.
 - Cartes ADAS. Cartes permettant la conversion des grandeurs numériques envoyées par les DI ou effectuant l'acquisition des signaux provenant d'un équipement externe. Les cartes ADAS sont de deux types : les cartes d'acquisition et les cartes de restitution. Chaque type de carte est décomposée en deux catégories : les cartes analogiques et les cartes logiques ou numériques.

Afin de valider les stratégies de coordination des moyens de réglage développées dans cette thèse, on a décidé de créer un banc expérimental permettant de simuler la connexion entre un centre de coordination (test des stratégies de coordination) et un producteur distant (test de divers média et protocoles de communication).

4.2. Présentation du banc expérimental

Un premier PC (noté PC contrôleur) simule le fonctionnement d'un centre de coordination de moyens de réglage. Il doit être capable d'envoyer des informations (ordres) à un second PC (noté PC producteur) qui simule un producteur indépendant.

L'architecture est la suivante :

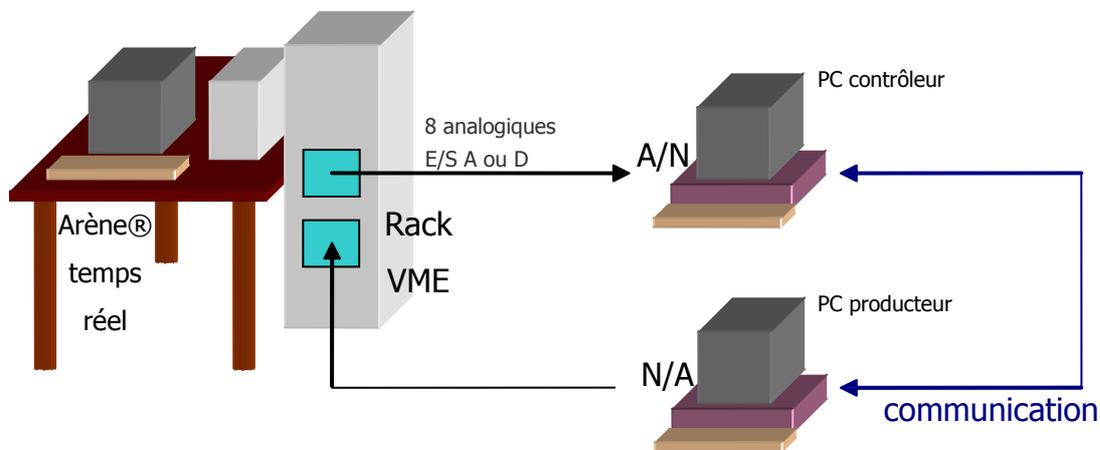


Figure 4 - 12 : Synoptique du banc expérimental Arène Temps réel et supervision

Ce banc expérimental permet les opérations suivantes :

- Réception des informations provenant du simulateur Arène. Il s'agit d'une sérialisation (enchaînement) des données des puissances consommées sur le réseau, voir figure 4 - 14,
- Calcul, sur le PC modélisant le superviseur réseau d'un calcul de flux de puissances optimales,
- Envoi des informations de gestion au PC modélisant le « producteur » via une communication informatique (RJ 45 croisée, réseau Ethernet local) qui peut être de type GSM, HF,
- Renvoi de ces paramètres vers Arène temps réel : prise en compte des consignes du superviseur par le producteur (on ré-injecte les valeurs des consignes) (on peut donc travailler en boucle fermée), voir figure 4 - 13.

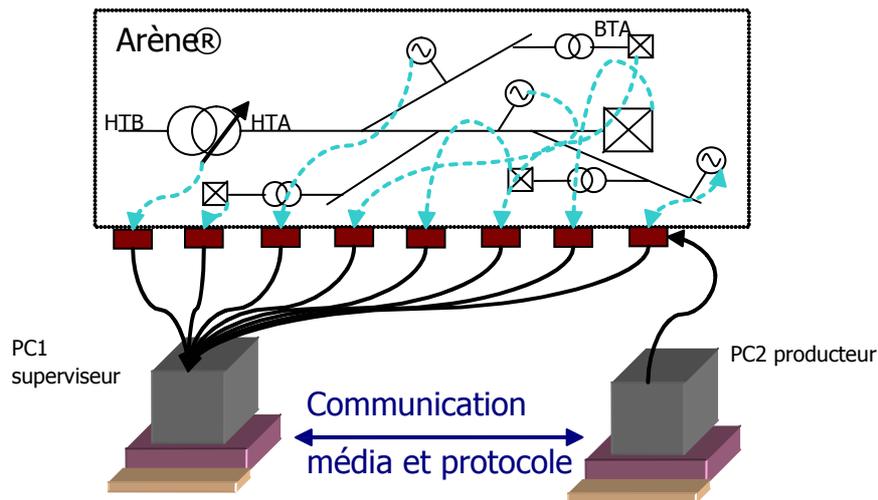


Figure 4 - 13 : Interaction en boucle fermée du banc expérimental avec Arène

Ce banc expérimental a été testé et fonctionne de manière incomplète (le PC superviseur ne réalise ni les calculs de répartition des charges, ni la coordination des moyens de réglage). Les calculs de flux de puissance optimaux et de coordination des moyens de réglage sont réalisés par un autre PC externe. Ce banc permettra, à terme, de tester :

1. les stratégies de coordination des moyens de réglage intrazones, interzones et des notions de distribution virtuelle (centrale virtuelle et consommateur virtuel),
2. divers média de communication (ligne téléphonique, paires différentielles, courants porteurs de ligne, réseau ethernet, fibre optique, ondes radios entre autres),
3. divers protocoles (IP, CAN entre autres) pour faire transiter les données entre les différents systèmes et tester la sécurité du système.

4.3. Présentation du protocole choisi

Pour chaque nœud les données à transférer sont :

- Codage du Nœud en binaire : ce procédé consiste à coder le nœud en 12 bits (soit une plage de codage comprise entre 1 et 4095). Il offre un nombre de nœuds suffisant à faire transiter entre Arène et le superviseur. Pour optimiser la fiabilité de l'information envoyée, 2 bits ont été ajoutées de chaque côté de la valeur du nœud. Ces 2 bits sont une protection qui permet de savoir si l'information transmise est correcte ou non (on aurait pu aussi choisir de réaliser des checksum d'erreur).
 - Si les 2 bits sont égaux à 1 on a un codage correct
 - Si un des 2 bits ou les 2 sont différents de 1 le codage est alors erroné
- Codage des puissances actives et réactives en analogique : pour les 2 puissances le même procédé est utilisé. Chaque puissance correspondra à une tension analogique. La carte d'acquisition offre une résolution de 12 bits ce qui offre une plage de puissance

de 4095 valeurs. Idem que pour le codage du nœud, 2 bits de contrôle encadreront l'information.

La figure 4 - 14 présente la structure de la trame générée par un des blocs développés. Ce signal est traduit sous forme électrique par Arène temps réel et est transmise au PC superviseur (ce dernier fait l'acquisition via une carte de référence DAS-1600/1400 Series [DAS-1994]).

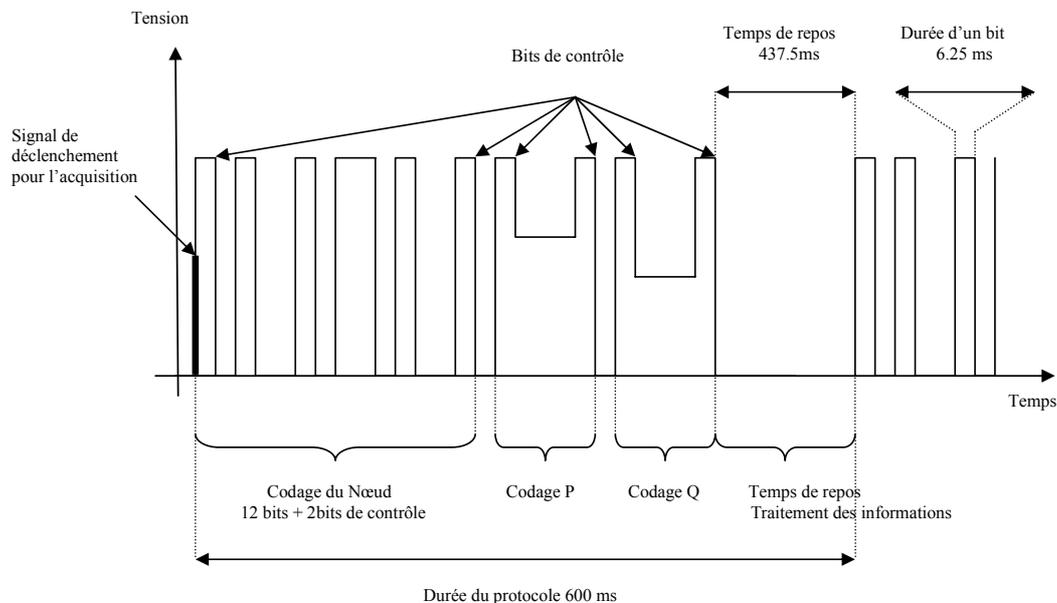


Figure 4 - 14 : Protocole mis en place pour la sérialisation des données : codage d'un nœud

4.4. Liaison entre le superviseur et le producteur

On a choisi, pour valider le concept de banc associé à Arène temps réel, de réaliser un réseau local entre deux cartes Ethernet. Ces dernières ont été configurées pour utiliser le protocole TCP/IP au travers d'un câble RJ 45 (câble réseau à 4 paires torsadées). La liaison entre le superviseur et le producteur a été réalisée par l'intermédiaire du logiciel TestPoint Internet Toolkit [TEST-2001] et [TESTPOINT-2].

Le protocole TCP/IP est défini par deux points :

- IP (Internet Protocol) : Ce protocole définit le format des messages véhiculés sur le réseau. Une information est découpée en paquets IP qui vont prendre les multiples voies disponibles sur le réseau pour atteindre le destinataire. Cette norme permet d'orienter correctement les données qui transitent. IP gère les adresses logiques des ordinateurs. Chaque ordinateur du réseau est identifié par une adresse unique (adresse IP). Cette adresse est attachée à chaque paquet d'informations et dirige celui-ci vers le bon destinataire.

- TCP (Transmission Control Protocol) est un protocole de transport qui assure le bon acheminement des paquets IP.

4.5. Interfaces graphiques développées

Les interfaces graphiques ont été développées à l'aide du logiciel Testpoint® [TEST-2001] qui réalise le traitement des données acquises via la carte d'acquisition DAS-1600/1400 Series du PC superviseur et restituées via la carte de restitution Digital/Analogique qui a été installée sur le PC Producteur. C'est une carte de type Keithley et de référence KPCI-3130.

4.5.1. Coté superviseur

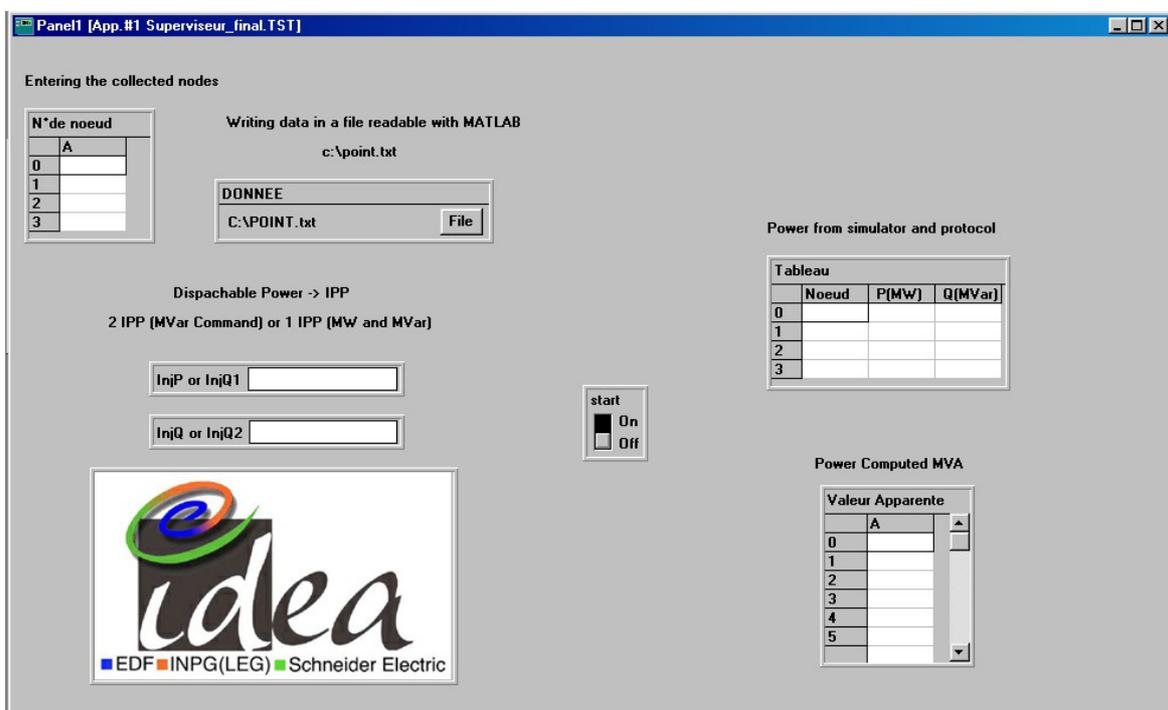


Figure 4 - 15 : Interface graphique coté superviseur

L'interface graphique permet de choisir :

- le numéro des nœuds à observer,
- le nom d'un fichier texte pour sauvegarder l'état du réseau lorsque celui-ci change d'une valeur paramétrée ($\Delta P, \Delta Q$). Ce fichier est le lien vers le calcul de flux de puissance optimal réalisé par Matlab en parallèle),
- les valeurs choisies pour les injections de puissance des producteurs.

4.5.2. Coté producteur

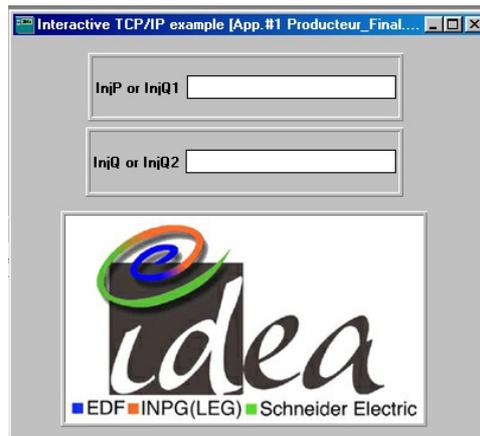


Figure 4 - 16 : Interface graphique coté producteur

Les champs « InjP or InjQ1 » et « InjQ or InjQ2 » sont renseignés à distance via l'interface graphique du PC superviseur.

4.5.3. Coté Arène temps réel

Le réseau présenté à la figure 4 - 17 est constitué d'une source de tension parfaite de 63kV, d'une impédance série qui traduit une puissance de court-circuit de 712 MVA, deux transformateurs de 36 MVA, des bancs de capacités (3000 et 3300 kVar), un départ 6 nœuds et des départs adjacents modélisés sous forme de charge RL. Le départ 6 nœuds contient 3 génératrices synchrones et un centre de consommation. Les blocs avec un losange représentent les entrées/sorties temps réel. Les blocs « protocol » (S5 et Trigger1) permettent de sérialiser les données des puissances transitant dans différentes lignes. Enfin, divers blocs de mesure de tension efficace ont été insérés pour pouvoir réaliser une visualisation directe de la tension en différents nœuds du réseau.

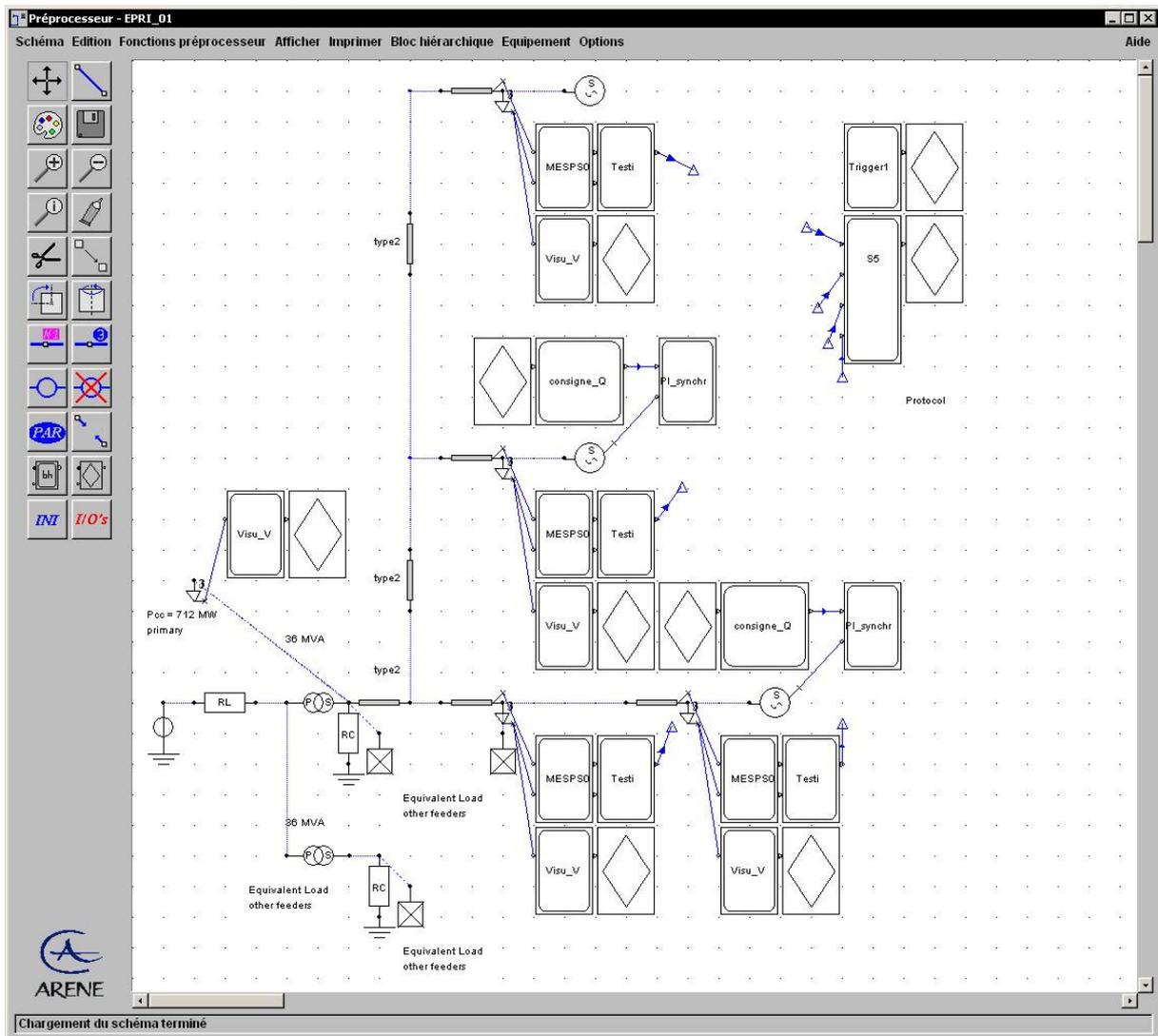


Figure 4 - 17 : Interface graphique coté Arène temps réel

5. Conclusions sur le démonstrateur

Les concepts de coordination de moyens de réglage et de réseau de télécommunication associé doivent être caractérisés de manière technico-économique ; la démonstration de leur faisabilité technique doit valider deux points majeurs :

- les aspects de contrôle commande des générateurs dispersés, pour déterminer les architectures et les méthodes de coordination les mieux adaptées à l'environnement technico-économique et aux contraintes techniques,
- l'infrastructure de communication qui peut se baser sur des média (GSM, lignes téléphoniques, réseaux locaux, Hautes Fréquences entre autres) et protocoles existants (IP, SCADA, LAN entre autres) ou à développer.

La figure 4 - 18 montre le démonstrateur. Il permet maintenant de tester des fonctions (intelligence extérieure) que le simulateur temps réel ne permettait pas auparavant.

Le démonstrateur a permis de prouver la viabilité de l'approche d'une gestion en boucle fermée (valeur rentrées manuellement). Malheureusement, sans les calculs possibles des flux de puissances optimaux dans le PC superviseur, on n'a pas pu valider la chaîne complète en boucle fermée. Néanmoins, la modification des consignes manuellement au niveau du superviseur a l'effet prévu sur l'état électrique du réseau simulé dans le simulateur temps réel.

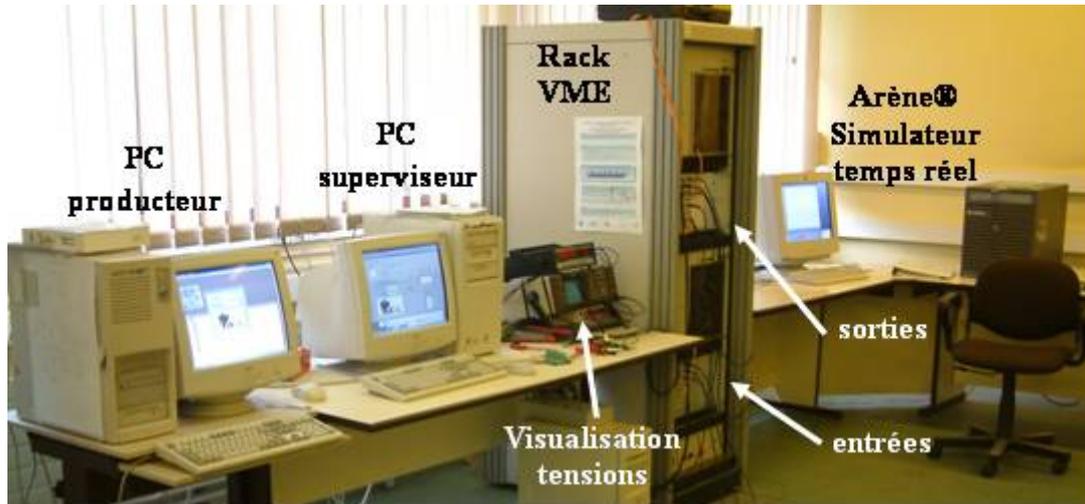
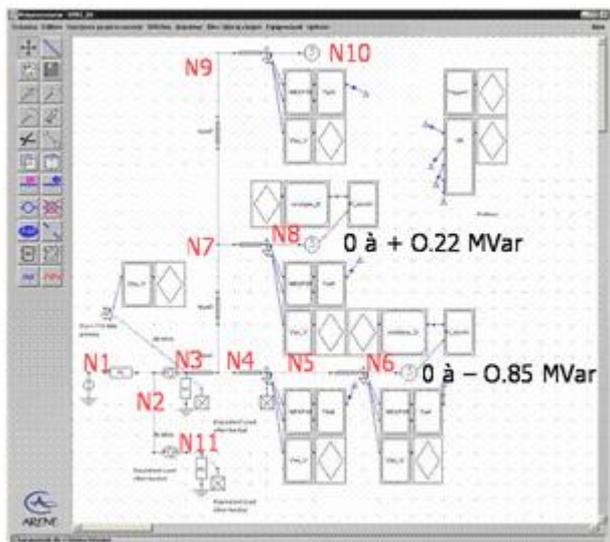


Figure 4 - 18 : Photo du démonstrateur

La figure 4 - 19 montre les résultats obtenus sur ce démonstrateur avec modification des deux consignes de puissance réactive des générateurs.



NOEUD	TENSION (V)	TENSION (V)
N3	20471	20397
N4	20114	20028
N5	19731	19655
N6	20064	20000
N7	19956	19848
N8	20285	20156
N9	20034	19926
N10	20108	20000
N11	20752	20717

Figure 4 - 19 : Résultats

Conclusions et perspectives

« Rien n'empêche tant d'être naturel
que l'envie de le paraître »
La Rochefoucault

Chapitre 5 :

Conclusions et perspectives

Un certain nombre de prérequis en **modélisation** permettant de prendre en compte les phénomènes physiques non linéaires du réseau de distribution ont été développés. Des méthodologies d'impact de l'insertion de production décentralisée sur des grandeurs électriques (déviations du plan de tension, diminution des pertes en maintenant la tension dans des gabarits bien établis, courants de court-circuit, déséquilibres et stabilité du système électrique dans son ensemble) ont été mises au point et ont fait l'objet de trois publications : [CAIR-1-2002], [CAIR-2-2003] et [CAIR-3-2001]. Les premières études ont montré que la capacité d'accueil de la production est à l'image de la capacité d'évolution de la charge : le réseau peut accueillir des quantités non négligeables de production. Cette remarque est néanmoins à nuancer. En effet, il faut tenir compte :

- du cas particulier des réseaux « faibles », ou à faible puissance de court-circuit,
- d'un relâchement des contraintes du cahier des charges de dimensionnement du réseau de distribution. En effet, on peut imaginer, suite à l'ouverture du marché et à la désintégration verticale des grands monopoles, une modification du cahier des charges en vue d'obtenir une diminution des coûts d'infrastructures et donc des réseaux plus faibles.

Par la suite, l'**optimisation** des moyens de coordination pour minimiser l'impact de cette production sur le plan de tension et donc pour en accroître indirectement la quantité raccordable a été réalisée. Cette optimisation permet de prendre en compte le caractère à la fois discret et continu des variables de réglage du réseau. Les enjeux de cette partie étaient de coder et de valider divers algorithmes permettant l'optimisation hybride (continu et discret). Cette recherche s'est basée sur des algorithmes déterministes d'optimisation non linéaire sous contrainte (Séquentiel Quadratic Programming) et divers algorithmes métaheuristiques type Algorithmes Génétiques. L'hybridation des deux approches a permis de créer des outils robustes et rapides pour le calcul des paramètres en vue d'une coordination optimale des différents moyens de réglage [CAIR-5-2003]. Des fonctions **multi-objectifs** avec de fortes connotations technico-économiques (diminution du coût de réglage en diminuant le nombre de moyens de réglage mis en jeu) ont été mises en place. En s'appuyant sur des méthodes de simulation temps réel, des stratégies de coordination ont été validées et des médias et des protocoles de communications peuvent maintenant être testés.

La **méthodologie** s'appuyant sur les deux points précédents a mis en oeuvre les modèles et les algorithmes d'optimisations pour réaliser la coordination désirée tout en assurant les contraintes demandées. Parmi ces méthodologies, de nouveaux concepts de distribution sont abordés, notamment la mutualisation de moyens de production variés qui peuvent s'associer au sein de centrales virtuelles pour garantir une fourniture d'énergie donnée à des clients ou des bourses d'énergies. Cette gestion coordonnée permet d'augmenter le taux maximal de production décentralisée insérée tout en respectant les contraintes techniques et la sécurité des biens et des personnes (l'accent a été mis particulièrement sur le respect du plan de tension). De nombreux algorithmes de type gestion optimale des flux de puissance ont été réalisés. Plusieurs types de fonctions objectifs, d'algorithmes d'optimisation ont été évalués. On a pu tester l'efficacité de réglage de la coordination réalisée malgré l'insertion massive de producteurs prise en compte pour les cas tests.

Il reste de nombreux axes de recherche sur les **réseaux du futur** pour lever les verrous scientifiques permettant une insertion massive de GED. Il faut ainsi créer une gestion sécurisée des réseaux du futur, veiller à l'augmentation de la stabilité du réseau, créer des conditions de développement massif de la production décentralisée à base d'énergies renouvelables pour permettre une démarche citoyenne de développement durable.

Les verrous scientifiques à lever sont :

- la **modélisation dédiée au réseau et aux systèmes de production**, en effet, les problèmes à traiter sont de trois sortes :
 - multi-physiques, de par les différents moyens de production (nucléaire, diesel, turbines à gaz, éolien, photovoltaïque entre autres). Ceci induit des constantes de temps différentes et des modèles qui sont à coupler avec le système électrique et quelquefois thermique. Il faut réaliser des réductions de modèles globaux multiphysiques en fonction des classes d'études et de leur dynamique,
 - multi-échelles, de part la taille du réseau et sa complexité, les réductions classiques type Moore et Hankel ne sont pas suffisantes pour représenter fidèlement les dynamiques du système,
 - multi-infrastructures, de par l'interaction forte entre les réseaux de télécommunication, d'information et d'énergie.
- une réflexion sur l'**observabilité** et la **caractérisation de multi-systèmes en concurrence**, face au stochastisme des variables, à l'incomplétude des données et aux fortes non linéarités du système de puissance. Cette réflexion devrait permettre de trouver des méthodes (les théories du chaos paraissent être une bonne voie d'étude) pour prévoir le comportement des systèmes extérieurs et méconnus. Ces méthodologies feront aussi appel à des outils d'optimisation (l'hybridation de divers algorithmes me paraît une voie d'étude intéressante) pour l'identification du système dans son ensemble.

Il est important que l'effort de compréhension et d'analyse des réseaux d'énergie du futur soit poursuivi. En effet, l'énergie est un domaine stratégique pour nos sociétés modernes. Caractérisé par les caractéristiques suivantes : grands systèmes, multi-physiques et multi-infrastructures et où la sécurité du système est primordiale.

Les recherches à long terme doivent s'inscrire dans un contexte pluridisciplinaire (économie, sociologie, stratégies industrielles) qui concerne la transformation et le stockage de l'énergie (chimie, physique, mécanique, thermique, électrotechnique), la gestion et le pilotage sécurisés des flux d'énergie sur les réseaux (électrotechnique, NTIC, électronique, automatique), et le développement de ces technologies et leur intégration dans le système électrique.

Références

« Ce qui vient au monde pour ne rien troubler
ne mérite ni égards ni patience»

R. Char

Chapitre 6 : Références

- [ADJI-1998] : C.S. Adjiman, A.A. Scheiger, C.A. Floudas « Mixed-Integer Nonlinear Optimisation in Process Synthesis », Kluwer Academic Publishers, Handbook of Combinatorial Optimization, D.Z. Du and P.M. Pardalos (Eds.), 1998
- [AMBR-2000] : H. Ambriz-Perez, E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel « Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies », Power Systems, IEEE Transactions on ,Volume: 15 , No: 1 , Feb. 2000
- [ANDR-2001] : Christophe Andrieu « Modélisation ligne BT *** Cas d'un câble torsadé Alu 70mm² – Transformation quadriphasé à triphasé – Quelques simulations avec ATP-EMTP et Arène », Notice Technique IDEA-Gie, 2 Mars 2001, NT/Sy2/01/002/A
- [ANSI-1995] : American National Standards Institute « Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz)», 1995, <http://www.ansi.org/>
- [AREN-2000] : EDF « Digital Power System Simulation – Guide de l'utilisateur – version 2.2 », Juin 2000, <http://rdsoft.edf.fr/>
- [AUGU-2002] : A. Augusiak, W. Kamrat « Automated Network Control and Supervision », Computer Application in Power, Volume 15, Number 1, January 2002, ISSN 0895-0156
- [BOLL-2000] : Math H.J. « Understanding Power Quality Problems », IEEE PRESS, 2000, ISBN 0-7803-4713-7
- [BONH-2001] : A. Bonhomme, Damian Cortinas, F. Boulanger, Jean-Luc Fraisse « A new voltage control system to facilitate the connection of dispersed generation to distribution networks » Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482) ,Volume: 4 , 18-21 June 2001
- [BONN-1997] : JF Bonnans, JC Gilbert, C Lemaréchal, C Sagstizabal « Optimisation numérique », INRIA, Springer, Berlin, 1997, ISBN 3-540-63183-6
- [CAIR-1-2002] : Raphaël Caire, Nicolas Retière, Sylvain Martino, Christophe Andrieu, Nouredine Hadjsaid « Impact Assessment of LV Distributed Generation on MV Distribution Network », IEEE Power Engineering Society 2002 Summer Meeting, 21-25 July 2002, Chicago, USA
- [CAIR-2-2003] : Raphael Caire, Tuan Tran-Quoc, Nicolas Retière, Nouredine Hadjsaid, Sylvain Martino, Christophe Andrieu « Case Studies on the Operating ok 20 kV Distribution Network With Large-Scale Low-Voltage Dispersed Generators », 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED 2003, 12-15 Mai 2003, Barcelona, Spain
- [CAIR-3-2001] : Raphaël Caire, « Impact de la Production décentralisée BT sur la HTA - Réflexion sur les impacts envisagés », Notice Technique IDEA-Gie, 11 Mai 2001, NT/Sy2/01/005/A

- [CAIR-4-2002] : R. Caire, N. Retière, N. Hadjsaid, S. Martino, C. Andrieu « Permanent Short Circuit Current Modification of Low Voltages Distributed Generation on Distribution Network », IEE 37th International Universities Power Engineering Conference UPEC 2002, 9-11 September 2002, Staffordshire, United Kingdom
- [CAIR-5-2003] : R. Caire, N. Retière, E. Morin, M. Fontela, N. Hadjsaid « Voltage Management of Distributed Generation in Distribution Network », IEEE Power Engineering Society 2003 General Meeting, 13-17 July 2003, Toronto, Canada
- [CANA-2000] : Jean-François Canard « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000
- [CARR-2003] : Philippe Carrive « Réseau de distribution Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D4210
- [CARS-1926] : JR Carson « Wave Propagation in overhead wires with ground return » Bell System Technical Journal, 1926, pp 539-554
- [CAST-2001] : Edgardo D. Castronuovo, Jorge M Campagnolo, Roberto Slgado « On the Application of Hight Performance Computation Techniques to Nonlinear Interior Point Methods », IEEE Trans. on Power System, Vol. 16, No. 3, August 2001
- [CEI9-1988] : Commission Electrotechnique Internationale « Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courants alternatifs », première édition 1988
- [CHUN-2000] : T.S. Chung, Ding Qifeng, Zhang Boming « Optimal active OPF with FACTS devices by an innovative load-equivalent approach », Power Engineering Review, IEEE ,Volume: 20 , Issue: 5 , May 2000, Pages:63 - 66
- [CORT-1999] : Damian Cortinas, Philippe Juston « Assessing the impact of dispersed generation on medium voltage networks: analysis methods », Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on , 29 Aug.-2 Sept. 1999
- [CULI-1994] : Jean-Christophe Culioli « Introduction à l'optimisation », Ellipses, Editions Marketing, 1994, ISBN 2-7298-9428-4
- [DASI-1996] : Indraneel Das, J.E. Dennis « Normal-Boundary Intersection: A New Method for Generating the Pareto Surface in Nonlinear Multicriteria Optimisation Problems », Dept. of Energy, Air Force, NASA, July 1996
- [DAS-1994] : Keithley Metrabyte « DAS-1600/1400 Series - User's Guide », Keithley Instruments Inc., June 1994
- [DERI-1981] : A. Deri, G. Tevan, A. Semlyen et A. Castanhiera « The complexe ground return plane : a simplified model for homogeneous and multilayer earth return », IEEE Trans. On Power Appartus and Systems, 1981 pp 3686-3693

- [DOUL-2003] : Alain Doulet « Réseaux de distribution-exploitation », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D4230
- [DROU-2003] : Gilbert Drouin « Compensateurs statiques de puissance réactive », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D4315
- [DUVA-1998] : G Duval « Analyse et modélisation du réseau Basse Tension aux Fréquences Courants Porteurs (3 kHz – 148,5KHz) », Thèse de doctorat, Université de Paris Sud, UFR scientifique d'Orsay, 18 juin 1998
- [EL-B-1996] : A.S. El-Bakry, R.A. Tapia, T. Tsuchiya, Y. Zhang « On the Formulation and Theory of the Newton Interior-Point Method for Nonlinear Programming », Journal of Optimization Theory and Applications, Vol. 89, No: 3, June 1996
- [EMTP-1997] : H.W. Dommel (révision 1994), Tsu-huei Liu (révision 1997) « ElectroMagnetic Transient Program Theory Book », Branch of System Engineering, Bonneville Power Administration
- [ESCA-1-1999] : JM Escané, P. Escané « Réseau Electriques Linéaires à constante répartie » D-1-100, Traité Génie Electrique, Techniques de l'Ingénieur, 1999
- [ESCA-2-2003] : JM Escané, P. Escané « Modélisation des lignes et câbles » D-1-102, Traité Génie Electrique, Techniques de l'Ingénieur
- [ETXE-2003] : Jion Etxeberria « Sur les Systèmes de l'Electronique de Puissance - Dédiés à la Distribution Electrique - Application à la Qualité de l'Energie », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 26 septembre 2003
- [EURO-2000] : Tractebel – EDF « Manuel d'utilisateur – version 4.1 », Décembre 2000, <http://rdsoft.edf.fr/>
- [FRAI-2001] : Jean Luc Fraisse, F. Boulanger, Philippe Juston, Pierre Lemerle, O. Jeannin, « Praogen, a tool for studying connection of generating plant onto the medium-voltage network », Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482) ,Volume: 4 , 18-21 June 2001
- [GAIN-2003] :Emile Gain « Réseaux de distribution – Conception et dimensionnement », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D4220
- [GARY-2003] : C. Gary« Effet couronne sur les réseaux électriques aériens », Traité Génie Electrique, Techniques de l'Ingénieur, D4440
- [GE-1998] : S.Y.Ge, T.S. Chung, Y.K. Wong « A New Method to Incorporate FACTS Devices in Optimal Power Flow », Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on ,Volume: 1 , 3-5 March 1998, Pages:122 - 127

- [GLOB-2003] : Global Chance « Petit Mémento Energétique », Les Cahiers de Global Chance, Janvier 2003, ISSN 1270-377X-10, http://ww.agora21.org/global-chance/memento_nrj2003.pdf/
- [GOTZ-1997] : Bernhard Gotzig « Recherche d'un Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 3 décembre 1997
- [GYUG-1997] : Laszlo Gyugyi, Colin D. Schauder, Kalyan K. Sen, « Static Synchronous Series Compensator: A Solid-State Approach to the Series Compensation of Transmission Lines », Trans. on Power Delivery, Volume: 12, January 1997
- [HART-2001] : W.G. Hartmann, « Advanced EMS applications employing enhanced substation intelligence & connectivity » Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES ,Volume: 1 , 28 Oct.-2 Nov. 2001 Pages:235 - 240 vol.1
- [HOLL-1975] : JH Holland « Adaptation in natural and artificial systems » Ann Arbor, The University of Michigan Press, 1975, ISBN: 0472084607
- [HUET-2001] : O. Huet, O. Maugeard, O. Chilard, I. Popiel, F. Klein, C. Moreau, P. Tantin, J. Pernot, D. Chatrefou, « Improving site tests efficiency by real-time testing of a new communication link between sensors and a protection device », Seventh International Conference on Developments in Power System Protection, (IEE) ,pp 218-221, 2001
- [JENK-2000] : N. Jenkins, D. Kirschen, G. Strbac, R. Allan, P. Crossley, « Embedded Generation », London, The Institution of Electrical Engineers, 2000, ISBN 0-85296-774-8
- [KUND-1994] : P. Kundur, « Power System Stability and Control », New York, Mc Graw-Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-X
- [LECO-2003] : Marc Lecoq, Robert Michon « Exploitation des réseaux de distribution : Systèmes informatiques », D4-240, Traité Génie Electrique, Techniques de l'Ingénieur
- [LEME-1999] : Pierre Lemerle, Damian Cortinas, Sylvain Vitet, Jean-Louis Meyer, Jean-Luc Fraisse « Insertion de la production décentralisée en BT », Electricity Distribution, 1999. Part 1: Contributions. CIRED. 15th International Conference and Exhibition on, Volume: 4, 2-4 June 1999, Nice
- [LEYF-2001] : Sven Leyffer « Integrating SQP and Branch-and-Bound for Mixed Integer Nonlinear Programming », Kluwer Academic Publishers, Computational Optimization and Applications, Vol. 18, pp 295-309, 2001
- [LOI-2003] : plusieurs textes de loi française existent concernant le raccordement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution :
- [Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité]

[Décret n°2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution. NOR : INDI0301060D]

[Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique. NOR : INDI0301276A]

[Arrêté du 22 avril 2003 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique. NOR : INDI0301379A])

[MART-2001] : Sylvain Martino, Raphaël Caire « Caractéristiques des réseaux de distribution - Partie I : le cas français », Notice Technique IDEA-Gie, 11 Mai 2001, NTe/Sy2/01/004/A

[MAST-2002] : C.L. Masters « Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines », Power Engineering Journal [ou Power Engineer], Volume: 16, Issue: 1, Feb. 2002

[MEIS-2001] : C. Meisenbach, M. Hable, G. Winkler, P. Meier, « Intelligent energy management of electrical power systems with distributed feeding on the basis of forecasts of demand and generation » Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482), 2001 Pages:283 - 284

[MIAO-2001] : Z. Miao, R.L. Klein, M.A. Choudhry « Case Study of Distributed Generation on the Power Distribution System », Proc. of NIAPS, Texas A&M University, USA, October 15-16 2001

[MISS-1999] : Samy Missoum « Optimisation de structures par utilisation combinée de la programmation mathématique et des algorithmes génétiques », Thèse de Doctorat INSA – Toulouse, 07 Juin 1999

[MOMO-2001] : James A. Momoh « Electric Power System Applications of Optimisation », Marcel Dekker Inc., New York, 2001, ISBN 0-8247-9105-3

[MYAT-1968] : L.J. Myatt « Symmetrical Components », The Commonwealth and International Library, ISBN 08 012978 1, Pergamon Press, 1968

[NEJD-2000] : Imad M. Nejdawi, Kevin A. Clements, Paul W. Davis « An Efficient Interior Point Method for Sequential Quadratic Programming Based Optimal Power Flow », IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 4, November 2000

[NEMA-1998] : Global Engineering Document « NEMA MG - Motors and Generators, revision 2 », 1998, <http://global.ihs.com/>

- [NEOS-2004] : site oueb sur les différents algorithmes d'optimisation <http://www-fp.mcs.anl.gov/otc/Guide/OptWeb/>
- [NF-E-2000] : UTE - Union Technique de l'Electricité et de la Communication « Norme NF EN 50160, Caractéristique de la tension fournie par les réseaux publics de distribution », Mai 2000, <http://www.ute-fr.com/>
- [PARE-1996] : D. Paret « Le bus CAN », Edition DUNOD, Paris, 1996, ISBN 2-10-003164-3
- [PHAD-1999] : Arun G. Phadke « Handbook of Electrical Engineering Calculations », Marcel Dekker Inc., New York, 1999, ISBN 0-8247-1955-7
- [QUIN-2000] : Victor H. Quintana « Interior-Point Method and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Code », IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000
- [RATE-1-2002] : Olivier Ratel « Caractéristiques des réseaux de distribution - Partie II : le cas Nord-américain », Notice Technique IDEA-Gie, 10 Octobre 2002, NTe/Sy2/02/008/A
- [RATE-2-2002] : Olivier Ratel « Caractéristiques des réseaux de distribution - Etude d'un cas particulier », Notice Technique IDEA-Gie, 10 Octobre 2002, NTe/Sy2/02/009/A
- [REGN-2003] : Jérémie Regnier « Conception optimale de systèmes hétérogènes en génie électrique à l'aide d'algorithmes génétiques multi-critères de Paréto » Jeunes Chercheurs en Génie Electrique 2003 JCGE'03, Saint Nazaire, 5 et 6 juin 2003
- [RIOS-1998] : Mario Alberto RIOS « Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Electriques avec Compensateurs de Puissance Réactive – SVC –», Thèse Institut National Polytechnique de Grenoble, 24 Septembre 1998
- [RUAN-2002] : N. Ruangpayoongsak, W. Ongsakul, S. Runggeratigul « Constrained dynamic economic dispatch by simulated annealing/genetic algorithms », Taylor and Francis, Electric Power Components and Systems, 2002
- [SASA-2000] : H. Sasaki, T. Yamamoto, J. Kubokawa, T. Nagata, H. Fujita « A solution of Unit Commitment wit Transmission and Voltage Constraints by Heuristic Method and Optimal Power Flow », Proceedings. PowerCon 2000, International Conference on Power System Technology, Volume: 1, 4-7 Dec. 2000, Pages:357 - 362
- [SHAH-2003] : Mohammad Shahidehpour, Yaoyu Wang « Communication and Control in Electric Power Systems », Jonh Wiley & Sons, IEEE PRESS, 2003, ISBN 0-471-45325-0
- [SIAR-2002] : Patrick Siarry « Application des métaheuristiques d'optimisation en électronique, Techniques de l'Ingénieur, 9-2002, RE8
- [SMIT-2001] : Jeff W. Smith, Daniel L. Brooks « Voltage Impacts of Distributed Wind Generation on Rural Distribution Feeders », Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, Volume: 1, 28 Oct.-2 Nov. 2001

- [TEST-2001] : TestPoint « Techniques et Reference », Capital Equipement Corporation, 2001 et TestPoint « Internet Toolkit », Capital Equipement Corporation, 2003
- [TORR-2002] : Geraldo L. Torres, Victor H. Quintana « On a Nonlinear Multiple-Centrality-Corrections Interior-Point Method for Optimal Power Flow », IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No. 2, May 2002
- [URIB-2004] : F.A. Uribe, JL Naredo, P. Moreno, L. Guardado « Algorithmic Evaluation of Underground Cable Earth Impedance » Trans. On Power Delivery, Vol. 19, No. 1 January 2004
- [WANG-2001] : YJ Wang, SJ Liu « A Review of Methods for Calculation of Frequency-dependent Impedance of Overhead Power Transmission Lines », Proc. Natl. Sci. Council. ROC(A), Vol 25, No. 6, 2001, pp329-338
- [WEED-1988] : B.M. Weedy, B.J. Cory « Electric Power Systems – Fourth Edition », John Wiley & Sons, Chichester, 1988, ISBN 0-471-97677-6
- [YANG-1996] : H-T Yang, YC Huang, CL Huang, « Solving the Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Approach », IEEE/PES Winter Meeting, January 21-25, 1996, Baltimore MD
- [ZHAN-1992] : Y. Zhang, R.A. Tapia « Superlinear and Quadratic Convergence of Primal-Dual Interior-Point Methods for Linear Programming Revisited », Journal of Optimization Theory and Applications, Vol. 73, No: 2, May 1992
- [ZITZ-1999] : E. Zitzler « Evolutionnary Algorithmes for Multiobjective Optimisation : Methods and applications », Thèse de doctorat, Swiss Federal Institute of Technologie ETH, Zurich, Suisse, TIK-Schriftenreihe No. 30, December, 1999. ISBN 3-8265-6831-1

Annexes

« Le rire c'est comme les essuie-glaces,
il permet d'avancer même s'il n'arrête pas la pluie ! »

G. Jugnot

Chapitre 7 :

Annexes

Annexe 1 : Résultats complémentaires

1. Optimisation de la tension

On a comparé l'algorithme déterministe avec les grandeurs de commandes et la fonction objectif rendue continue avec l'algorithme génétique avec convergence locale. Cette comparaison a été effectuée sur le réseau de distribution (712 MVA) avec les deux départs représentés et 44 producteurs.

1.1. Comparaison de la représentation des valeurs de réglages (discrètes ou rendues continues)

Pour comparer la robustesse des algorithmes (déterministe et Algorithme Génétique avec convergence locale développé pendant le thèse), on a confronté les deux approches pour la coordination des moyens de réglage. Les conditions de simulation sont les mêmes pour le chapitre 3 mais utilisent deux départs et 44 producteurs dont on peut gérer l'injection de puissance réactive.

Les variables de commande (46) sont donc :

- l'injection de puissance réactive de 44 producteurs,
- le banc de condensateur (injection de réactif de 0 à 3000 kVar par pas de 500 kVar, choix, *a priori*, de modélisation. On aurait pu, tout autant, régler sa valeur en Farad) ,
- le régleur en charge (rapport de transformation qui varie de $\pm 12\%$ par pas de 1%).

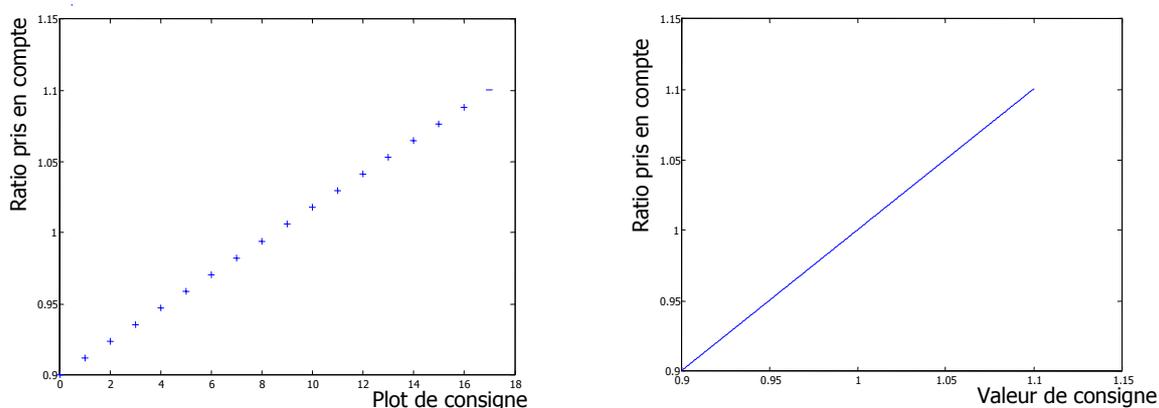


Figure 3 - 21 : Représentation du régleur en charge par un tableau de valeur ou par une fonction linéaire

Les résultats sont les suivants :

AVEC REGLAGE DES 44 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CONDENSATEURS		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	0.00497	0.00185	0.00169	0.0025
	Iter (nombre)	/	4131	4380	3872
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	5.59e-004	2.21e-004	2.02e-004	2.66e-004
	Iter (nombre)	/	2291	2758	2218
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	0.013	0.00453	0.0048122	0.00534
	Iter (nombre)	/	2187	2560	926

Le tableau se lit comme il suit : la valeur initiale de la fonction objectif est notée dans la colonne « Avant optimisation », les valeurs après optimisation par les différents algorithmes sont notées dans les différentes colonnes.

Le critère d'arrêt de l'algorithme génétique est le nombre d'évaluations de la fonction objectif par l'algorithme déterministe à 3 itérations de convergence locales près. Elles sont en effet ajoutées par la boucle d'optimisation de l'algorithme génétique avec mutation de type convergence locale pour optimiser le meilleur individu. On observe des meilleurs résultats en utilisant l'algorithme génétique avec convergence locale. Ce résultat montre la robustesse de l'algorithme développé et la présence d'un optimum local au moins qui a piégé l'algorithme déterministe.

1.2. Illustration de l'optimum global

Avec deux départs (voir annexes « Description des réseaux pour la simulation ») et 44 producteurs ayant des capacités réglantes limitées $\Delta \tan \varphi \leq 0.2$, le banc de condensateurs et le régleur en charge moyens de réglage, on obtient :

	NOMBRE D'ÉVALUATIONS DU LOAD FLOW	FONCTION OBJECTIF NORME 1
Optimisation AG avec convergence SQP	35190	0.001499
SQP sur problème linéarisé	4131	0.00185024

En laissant l'algorithme génétique avec convergence locale explorer le domaine d'étude pendant un grand nombre d'itérations (10 fois plus que l'algorithme déterministe), on obtient un optimum meilleur.

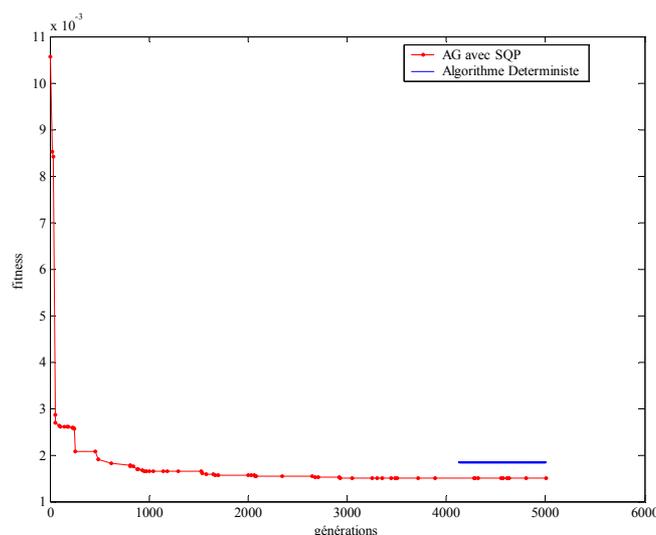
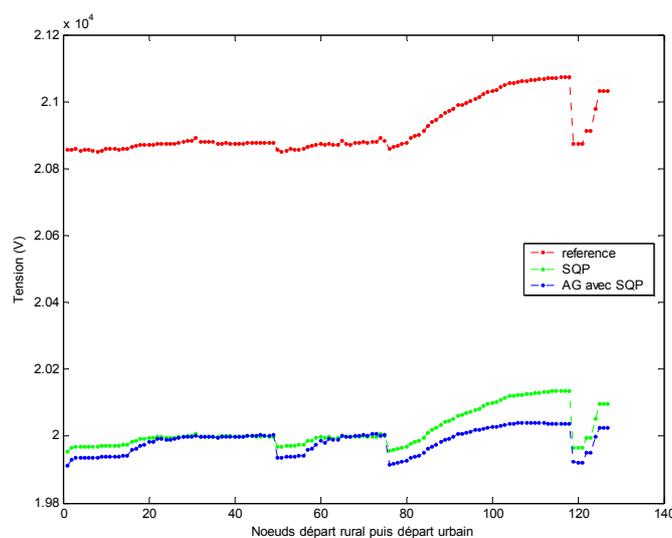


Figure A1 - 1 : Décroissance de la fonction objectif

La courbe de décroissance présentée à la figure A1 - 1 montre que dès la 1000^{ème} génération, l'algorithme génétique est meilleur que l'algorithme déterministe.



**Figure A1 - 2 : Résultat de l'algorithme génétique pour les départs
(nœuds du départ rural puis urbain)**

La figure A1 - 2 présente les résultats obtenus sur le plan de tension pour deux départs avec la norme 1. La méthode basée sur un algorithme génétique est puissante pour la découverte de l'optimum global. L'algorithme déterministe reste, lui, bloqué au premier optimum local. Ainsi, pour les départs ruraux et urbains avec peu de moyens de réglage, il faut quatre fois moins d'itérations pour obtenir un résultat meilleur avec l'algorithme génétique avec convergence locale.

1.3. Optimisation de la tension dans le cas d'une variation de charge du réseau de distribution

On reprend le cas d'étude précédent et on modifie toutes les charges (de la puissance maximale à la puissance minimale).

AVEC REGLAGE DES 44 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CONDENSATEURS		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Norme 1 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} U_{\text{consigne}} - U_i(x,u) $	F(x,u) p.u.	0.00497	0.00437	0.00433	0.00502
	Iter (nombre)	/	1115	1569	1080
Norme 2 $F(x,u) = \frac{1}{N} \sum_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))^2$	F(x,u) p.u.	5.59e-004	5.06e-004	4.99e-004	5.62e-004
	Iter (nombre)	/	894	1159	830
Norme infinie $F(x,u) = \max_{i \text{ noeuds}} (U_{\text{consigne}} - U_i(x,u))$	F(x,u) p.u.	0.013	0.011	0.0107	0.0121
	Iter (nombre)	/	1257	1650	1250

De nouveau, les résultats de l'optimisation sont meilleurs en utilisant l'algorithme génétique, a condition de charge différente.

2. Optimisation des pertes

2.1. Cas de charge maximal

On reprend le même cas d'étude que dans le paragraphe 3.1.3 mais cette fois ci avec deux départs (rural et urbain) et 46 moyens de réglages à coordonner.

AVEC REGLAGE DES 44 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CAPACITE		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab®	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Pertes $f(x,u) = \sum_{i \text{ lignes}} \text{Réal}(\Delta V_i \cdot I_i^*)$	F(x,u) p.u.	63.33e-005	57.62e-005	57.47e-005	57.82e-005
	Iter (nombre)	/	2996	3367	2974

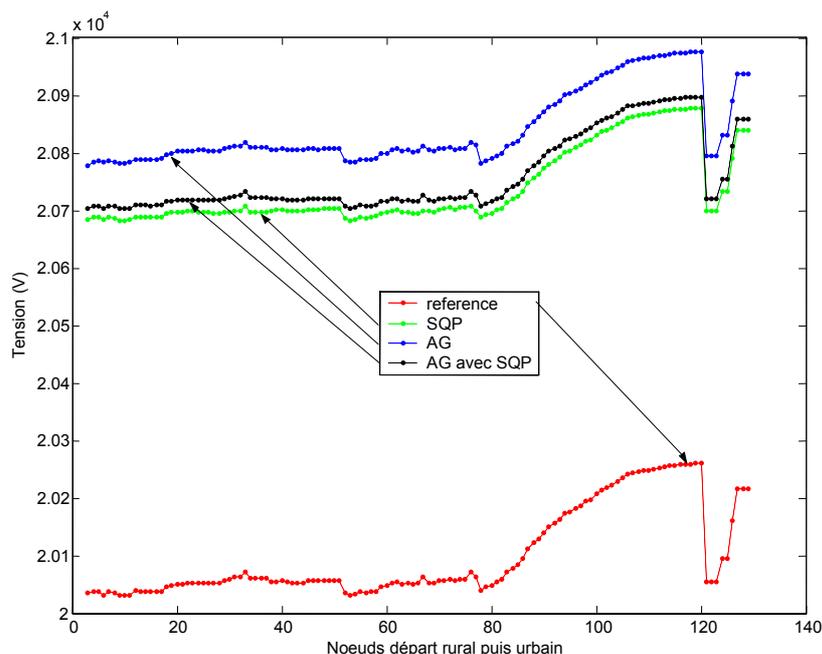


Figure A1 - 3 : Plan de tension après optimisation des pertes

La figure A1 - 3 montre que les limites en tension (21kV) ont été respectées. L'algorithme déterministe est l'algorithme qui a le plus remonté le plan de tension. Puis c'est l'algorithme Génétique avec mutations basées sur une convergence locale avec algorithme déterministe (SQP) et enfin, l'algorithme génétique sans mutation qui dépasse le plan de tension de référence.

Remarque très intéressante : les pertes les plus faibles ne correspondent pas à la tension la plus élevée. En effet, les transits de puissance dans les lignes sont modifiés par les moyens de réglage, ainsi que les tensions, les pertes des lignes perdent leur dépendance à l'élévation de tension.

2.2. Optimisation des pertes dans le cas d'une variation de charge du réseau de distribution

On reprend le cas d'étude précédent et on modifie toutes les charges (de la puissance maximale à la puissance minimale). Un nouveau plan de tension est obtenu.

On réalise de nouveau une optimisation sur les pertes pour diminuer celles-ci et surtout coordonner les moyens de réglage pour respecter les contraintes en tension (remarque 1e-5p.u.=1kW).

AVEC REGLAGE DES 44 PRODUCTEURS + REGLEUR EN CHARGE + BANC DE CAPACITE		Avant optimisation	Déterministe SQP Matlab®	Méta heuristique avec convergence locale	Méta heuristique sans convergence locale
Pertes $f(x,u) = \sum_{i \text{ ligness}} \text{Réel}(\Delta V_i \cdot I_i^*)$	F(x,u) p.u.	63.33e-005	82.9e-005	82.9e-005	84.8e-005
	Iter (nombre)	/	3122	3744	3118

La figure suivante présente les plans de tension associés aux coordinations optimales trouvées grâce aux différents algorithmes (le régleur en charge est initialement à 0.96 car la tension est très élevée en bout de départ).

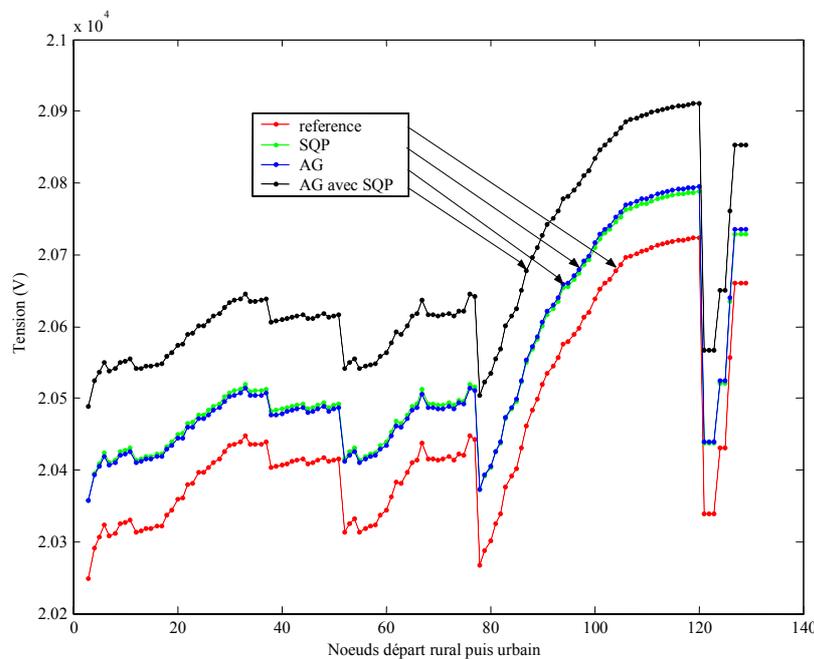


Figure A1 - 4 : Plan de tension après optimisation des pertes

3. Fonction objectif

Afin d'illustrer la complexité de la recherche de l'optimum global pour la recherche du minimum de déviation pour le plan de tension, on a tracé la fonction objectif (Fitness) de la norme 1 de la déviation du plan de tension en fonction de deux grandeurs de commande (les autres sont fixées à leurs valeur optimales obtenues par coordination). Les limites en tension sont illustrées dans la fonction objectif par une pénalisation (voir annexe

« Algorithmes d'optimisation »). Le cas test utilisé est le réseau de distribution avec les deux départs (soit 46 moyens de réglage qui ont tous une action sur le plan de tension).

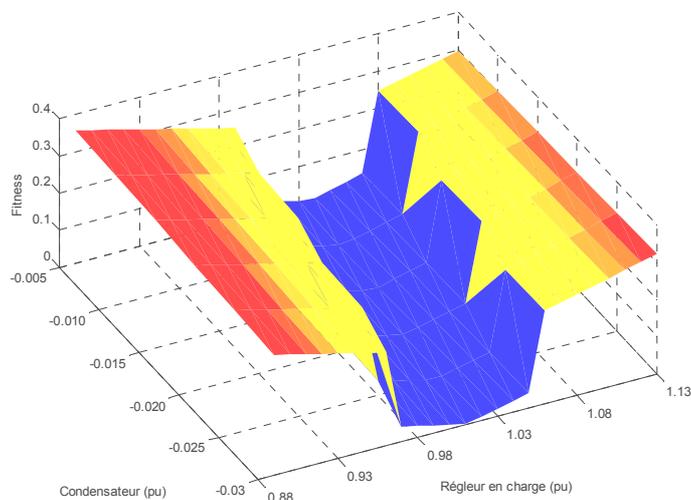


Figure A1 - 5 : Fonction objectif en fonction du régleur en charge et du banc de condensateur du poste source

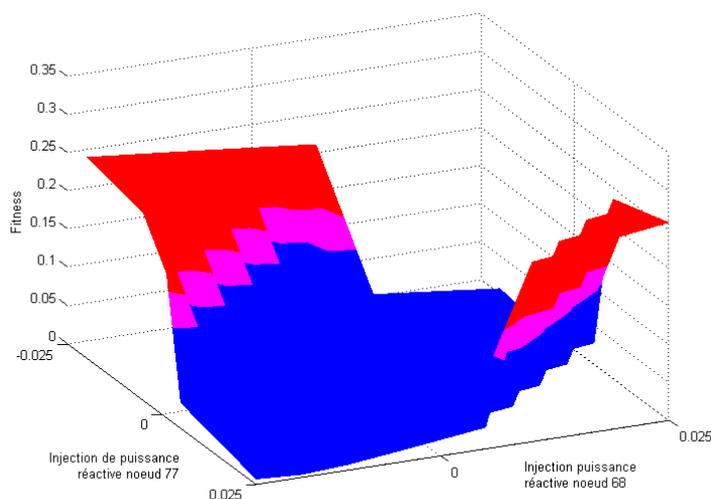


Figure A1 - 6 : Fonction objectif en fonction de deux producteurs décentralisés H6 28 (7) et CH 54 (34), deux départs BT du départ de type rural

On observe que ces deux fonctions sont convexes [CULI-1994] mais ne traduisent pas la dépendance des autres grandeurs de commandes des autres moyens de réglage.

Annexe 2 : Algorithme d'optimisation

1. Algorithme déterministe utilisé

1.1. Principe général

Rappel : la définition du problème d'optimisation est la suivante :

$$\begin{aligned} & \text{Minimiser } F(x, u) \\ & \text{avec } h(u, x) = 0 \\ & \quad g(u, x) \leq 0 \end{aligned} \quad \text{Equation A2-1}$$

où :

- \mathbf{x} sont les variables électriques (tensions, courants, phases, puissances) ;
- \mathbf{u} sont les grandeurs commandables (consignes producteurs / D-FACTS, régleurs en charge, capas...) ;
- $\mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ est la fonction objectif ;
- $\mathbf{g}(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ sont les équations qui se réfèrent à des conditions d'égalité (exemple : calcul de répartition s'il n'est pas intégré dans la fonction objectif elle même) ;
- $\mathbf{h}(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ sont les inégalités qui traduisent les contraintes sur les vecteurs \mathbf{x} et \mathbf{u} (tensions maximales, puissances transmissibles).

Les contraintes égalités peuvent être exprimées sous formes de contraintes inégalités :

$$\begin{aligned} & h(u, x) = 0 \\ & \text{équivalent à } h(u, x) \leq 0 \text{ et } -h(u, x) \geq 0 \end{aligned} \quad \text{Equation A2-2}$$

On cherche à résoudre le problème d'optimisation par une succession de sous problèmes quadratiques définissant à chaque itération une nouvelle direction de recherche. Les sous - problèmes sont obtenus par une approximation au second ordre de la fonction objectif et par linéarisation des contraintes. Les sous problèmes à traiter sont des approximations quadratiques de la fonction de Lagrange du problème contraint :

$$L(\lambda, x) = f(x) + \sum_{i \text{ contraintes}} \lambda_i \cdot g_i(x) \quad \text{Equation A2-3}$$

Outre la qualité de l'approximation utilisée, la méthode se caractérise par la fourniture directe d'un nouveau point de départ dans l'espace de recherche.

La résolution des sous - problèmes quadratiques a fait l'objet d'algorithmes robustes, bien documentés dans la littérature [CULI-1994] et [BONN-1997].

1.2. Méthode de Newton

Avant de détailler la méthode de Quasi Newton (QN) utilisée durant la thèse, il faut comprendre dans un premier temps la méthode de Newton dont s'inspire QN.

Définition : Soit $u^0 \in U$, par un développement limité de Taylor au second ordre au voisinage de u^0 on a :

$$f^0(u) = f(u^0) + \nabla f(u^0)(u - u^0) + \frac{1}{2}(u - u^0)^T \cdot f''(u^0) \cdot (u - u^0)$$

Afin de minimiser la fonction quadratique $f^0(u)$, on utilise le système linéaire suivant :

$$f''(u^0) \cdot u^1 = f''(u^0) \cdot u^0 - \nabla f(u^0)$$

$$u^1 = u^0 - [f''(u^0)]^{-1} \cdot \nabla f(u^0)$$

càd, pour l'itération k on construit f^k qui est une approximation quadratique de f au voisinage de u^k tel que :

$$f''(u^k) \cdot \delta^k = -\nabla f(u^k) \text{ et } u^{k+1} = u^k + \delta^k$$

Propriété : Cette méthode fonctionne très bien pour des problèmes de petite dimension ($\sim 10^{\text{aines}}$ de variables) et lorsque le calcul du Hessian (matrice des dérivées secondes au point courant) f'' est facile.

Variantes : Augmentation de Levenberg-Marquardt, si f'' n'est pas définie positive, nous cherchons à résoudre :

$$(f''(u^k) + \mu I) \cdot \delta^k = -\nabla f(u^k) \text{ avec } \mu > 0 \text{ juste assez grand pour que la matrice augmentée soit définie positive.}$$

1.3. Méthode de Quasi-Newton

On imite l'algorithme de Newton mais sans calculer le Hessian de f ni son inverse.

Définition | On résout $u^{k+1} = u^k - \alpha^k \cdot S^k \cdot \nabla f(u^k)$ avec S^k qui est une approximation définie positive de $[f''(u^k)]^{-1}$ et α^k un paramètre fourni par une recherche linéaire (voir [CULI-1994]) le long de $d_k = -S^k \cdot \nabla f(u^k)$ qui est la direction de descente choisie qui dépend de l'approximation du Hessian S .

D'où, plus S^k est proche de $[f''(u^k)]^{-1}$ (en norme), plus l'algorithme converge rapidement.

$S^{k+1} = S^k + C^k$ avec C^k une matrice de correction qui intègre au mieux la nouvelle information de u^{k+1} et $\nabla f(u^{k+1})$ grâce à la condition de Quasi-Newton : $S^k (\nabla f(u^{k+1}) - \nabla f(u^k)) \approx (u^{k+1} - u^k)$.

En effet $\nabla f(u) \approx \nabla f(u^k) + f''(u^k) \cdot (u - u^k)$ (approximation exacte si f est quadratique).

Définition | Il faut donc trouver une bonne suite de matrices S^k facile à construire (en utilisant l'info du gradient qui converge par itération) et qui converge vers des itérations de plus en plus précises du Hessian de f .

Notations |

- $\gamma^k = \nabla f(u^{k+1}) - \nabla f(u^k)$
- $\delta^k = u^{k+1} - u^k$
- Condition de Quasi-Newton : $S^{k+1} \cdot \gamma^i = \delta^i$ et ceci $\forall i \leq k$
- Comme $[f''(u)]^{-1}$ est symétrique, on va construire des approximations symétriques successives symétriques, par exemple :

$$S^{k+1} = S^k + \alpha_k \cdot v^k \cdot (v^k)^T$$

Méthode de Correction de | Si $\delta^{k+1} \cdot \gamma^k = \delta^k$ alors, à partir de $S^{k+1} \cdot \gamma^k = \delta^k$, on obtient $\delta^k \cdot \gamma^k + \alpha_k \cdot v^k \cdot (v^k)^T \cdot \gamma^k = \delta^k$ d'où $v^k \propto M \cdot (\delta^k - \delta^k \cdot \gamma^k)$ on choisit donc $v^k = \delta^k - \delta^k \cdot \gamma^k$ et α_k tel que $\alpha_k \cdot [(v^k)^T \cdot \gamma^k] = 1$ d'où finalement :

Rang 1 :

- u^0 et $S^0 = I_n$
- $u^{k+1} = u^k - \alpha^k \cdot S^k \cdot \nabla f(u^k)$ où α^k est obtenu par recherche linéaire.
- $S^{k+1} = S^k + \frac{(\delta^k - \delta^k \cdot \gamma^k)(\delta^k - \delta^k \cdot \gamma^k)^T}{(\delta^k - \delta^k \cdot \gamma^k)^T \cdot \gamma^k}$

Grâce aux propriétés données précédemment, on sait que la méthode de rang 1 converge en n itération et $S^n = A^{-1}$

Méthode de Davidson-Fletcher-Powell (DFP) : Cette méthode est remarquable, quand elle est appliquée à des fonctions quadratiques. Elle fournit le Hessian de la fonction mais en plus elle engendre des directions conjuguées. Pour passer de δ^k à δ^{k+1} on a uniquement à additionner deux matrices de rang 1 :

- u^0 et $S^0 = I_n$
- $u^{k+1} = u^k - \alpha^k \cdot S^k \cdot \nabla f(u^k)$ où α^k est obtenu par recherche linéaire.
- $$S^{k+1} = S^k + \frac{\delta^k (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} - \frac{\delta^k \cdot \gamma^k (\gamma^k)^T \cdot S^k}{(\gamma^k)^T \cdot S^k \cdot \gamma^k}$$

Méthode de Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) : Cette méthode est considérée comme étant la meilleure mise à jour de S trouvée pour la méthode de Quasi-Newton :

- u^0 et $S^0 = I_n$
- $u^{k+1} = u^k - \alpha^k \cdot S^k \cdot \nabla f(u^k)$ où α^k est obtenu par recherche linéaire.
- $$S^{k+1} = S^k + \left(1 + \frac{(\gamma^k)^T \cdot S^k \cdot \gamma^k}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} \right) \cdot \frac{\delta^k \cdot (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} - \frac{\delta^k \cdot \gamma^k \cdot S^k + S^k \cdot \gamma^k \cdot (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k}$$

Cette méthode est beaucoup moins sensible aux erreurs de recherche linéaire.

Famille de Broyden : Il s'agit d'une combinaison linéaire des méthodes DFP et BFGS :

- u^0 et $S^0 = I_n$
- $u^{k+1} = u^k - \alpha^k \cdot S^k \cdot \nabla f(u^k)$ où α^k est obtenu par recherche linéaire.

$$S^{k+1} = \begin{cases} S^k + (1-t) \left(\frac{\delta^k \cdot (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} - \frac{\delta^k \cdot \gamma^k \cdot (\gamma^k)^T \cdot S^k}{(\gamma^k)^T \cdot S^k \cdot \gamma^k} \right) \\ + t \left(\left(1 + \frac{(\gamma^k)^T \cdot S^k \cdot \gamma^k}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} \right) \cdot \frac{\delta^k \cdot (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} - \frac{\delta^k \cdot \gamma^k \cdot S^k + S^k \cdot \gamma^k \cdot (\delta^k)^T}{(\delta^k)^T \cdot \gamma^k} \right) \end{cases}$$

Cette combinaison linéaire des deux formules permet de faire hériter toutes les propriétés des deux méthodes dans une seule. Fletcher recommande des passages de DFP à BFGS ($t = 0$ ou $t = 1$) aux cours des itérations. Les dernières recherches sur le sujet en méthodes numériques d'optimisation se concentrent sur des $t < 0$.

1.4. Caractéristiques des Programmmations Séquentielles Quadratiques

Les variations autorisées suivant la direction de recherche trouvée sont limitées par les valeurs prises par le Lagrangien. Ce dernier définit l'état des contraintes et de la fonction objectif du problème. Le point courant peut, grâce à SQP, évoluer en dehors du domaine réalisable. La définition d'une direction de recherche rend la méthode très sensible à la précision des sensibilités. Les méthodes définies ci-dessus présentent trois limitations majeures :

- Elles restent **bloquées au premier optimum local** rencontré qui peut dépendre du point de départ donné à l'algorithme.
- Puisque le calcul d'un nouveau point ou d'une direction de recherche est **lié au calcul des sensibilités**, les fonctions objectifs et contraintes **doivent être dérivables**.
- Les **variables** utilisées doivent être **continues**.

1.5. Prise en compte des contraintes

Afin de pouvoir utiliser les algorithmes non linéaires non contraints à des problèmes contraints, on va utiliser les propriétés développées dans les chapitres suivants : multiplieurs de Lagrange (contraintes égalités) et les multiplieurs de Karush, Kuhn et Tucker (contraintes inégalités).

1.5.1. Multiplicateurs de Lagrange

On suppose ici que f la fonction objectif et θ le système d'équation linéaire définissant les contraintes d'égalité sont au moins continues et dérivables.

Définition | Le système d'équations non-linéaires $\theta(u) = 0 \in \mathbb{R}^m$ définit un sous ensemble V de \mathbb{R}^n que l'on peut voir comme l'intersection de m hypersurfaces $\theta_j(u) = 0$, $j=1..m$. On appelle un tel sous ensemble une variété de \mathbb{R}^n . Si chaque composante de θ est différentiable, nous disons que V est une variété différentiable et si en tout point $u \in V$, les gradients $\nabla \theta_j(u)$ sont indépendants, nous parlerons de variété régulière.

Théorème : Condition nécessaire du premier ordre, Contraintes égalités (Théorème des multiplicateurs de Lagrange):

Soit u^* un point régulier de la variété $V = \{v / \theta(v) = 0 \}$.

Si u^* est un extremum local de f sur V , alors il existe un vecteur $p^* \in \mathbb{R}^m$, appelé vecteur des multiplicateur de Lagrange tel que :

$$\nabla f(u^*) + \theta'(u^*)^T p^* = 0 \text{ ou encore } \nabla f(u^*) + \sum_{j=1}^m p_j^* \cdot \nabla \theta_j(u^*) = 0$$

Remarque : Les deux conditions $\nabla f(u^*) + \theta'(u^*)^T p^* = 0$ et $\theta(u^*) = 0$ constituent un ensemble de $(n+m)$ équations (non linéaires) *a priori* suffisant pour déterminer les $(m+n)$ inconnues u^* et p^* . Il restera à vérifier qu'on a bien obtenu l'extremum recherché (maximum ou minimum).

Remarque : Les deux conditions $\nabla f(u^*) + \theta'(u^*)^T p^* = 0$ et $\theta(u^*) = 0$ s'écrivent de manière symétrique si l'on introduit le Lagrangien L défini par :

$$L(u, p) = f(u) + p^T \cdot \theta(u)$$

en effet dans ce cas on écrit :

$$\nabla_u L(u, p) = 0 \in \mathbb{R}^n \text{ et } \nabla_p L(u, p) = 0 \in \mathbb{R}^m.$$

1.5.2. Multiplieurs de Karush, Kuhn et Tucker

Définition $\min_u f(u)$ sous $\theta(u) \in -C$ où $J : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $\theta : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, avec $m < n$ et $C = \mathbb{R}_+^m$

Il est évident que si on pose :

$$h(u, x) = 0 \Leftrightarrow h(u, x) \leq 0 \text{ et } -h(u, x) \geq 0$$

il est possible de considérer simultanément des contraintes égalité et inégalité. On suppose ici que $p = 0$ pour simplifier les expressions. De toute façon, il est toujours possible de remplacer $\theta_j(u) = 0$ par $\theta_j(u) \leq 0$ et $-\theta_j(u) \leq 0$. Cette notion de condition d'optimalité peut être retrouvée à partir des conditions d'égalité en rajoutant des contraintes actives (variables ajoutées qui permettent de passer de conditions d'égalités à des conditions d'inégalités).

Théorème : Condition nécessaire du premier ordre, Contraintes inégalités (Théorème des multiplicateurs de Karush, Kuhn et Tucker):

Soit u^* un point des contraintes $\theta(u^*) \leq 0$.

Si u^* est un extremum local de f sur V , alors il existe un vecteur $p^* \in \mathbb{R}^m$, appelé vecteur des multiplicateurs de Karush, Kuhn et Tucker tel que :

$$\nabla f(u^*) + \sum_{j=1}^m p_j^* \cdot \nabla \theta_j(u^*) = 0 \in \mathbb{R}^n \text{ et } (p^*)^T \theta(u^*) = 0 \in \mathbb{R}$$

Interprétation géométrique : Les conditions de Karush, Kuhn et Tucker se prêtent à une interprétation géométrique très simple : le vecteur $-\nabla f(u^*)$ (direction de descente) est une combinaison linéaire à coefficients positifs des gradients (sortants) des contraintes $\nabla \theta_j(u^*)$. Voir figure suivante :

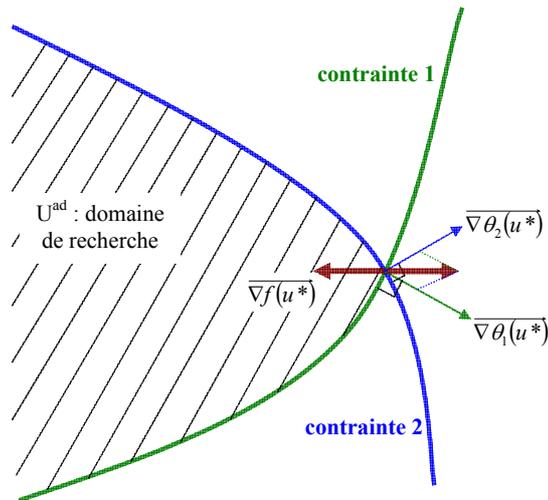


Figure A2 - 1 : Illustration des conditions de Karush, Kuhn et Tucker

1.5.3. Conclusion sur les contraintes

- Conclusion
- Pour les méthodes duales, une fois que les contraintes ont été mises sous la forme de fonction à optimiser, on réalise une minimisation suivant u et une maximisation suivant p en même temps ou séparément (théorie du point selle) si il est possible de séparer les fonctions :

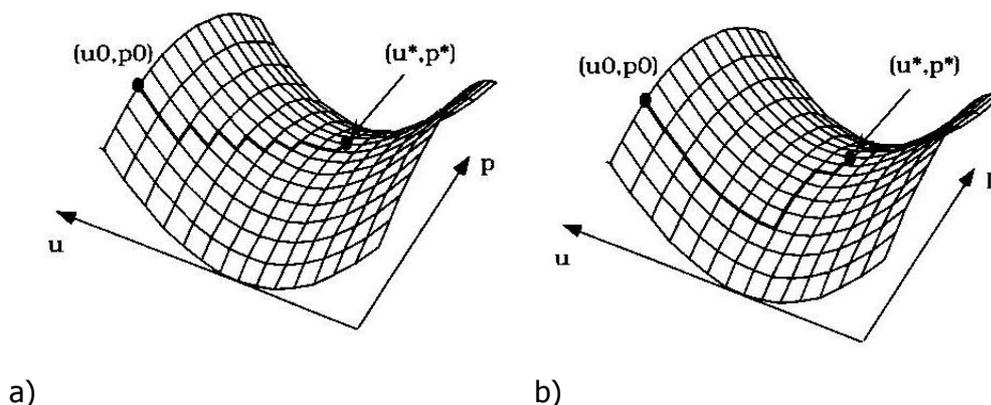


Figure A2 - 2 : Illustration du point selle, [CULI-1994] a) Arrow-Hurwicz : minimisation suivant u et p pas à pas, b) Uzawa : minimisation globale suivant u puis suivant p

- On peut aussi utiliser divers type de pénalisations qui sont ajoutées directement à la fonction objectif :
 - pénalisation extérieure, pour résoudre des problèmes contraints : $\min_u f(u)$ sous $\theta(u) \in -C$ où $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $\theta : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, avec $m < n$ et $C = \mathbb{R}_+^m$ on considère : $\min_u f(u) + c^k \psi(u)$ avec c^k une suite qui tend vers l'infini (pour des problèmes de stabilité numérique) et ψ une fonction continue qui ne s'annule que si $u \in U^{\text{ad}}$.
 - pénalisation quadratique, pour résoudre des problèmes contraints : $\min_u f(u)$ sous $\theta(u) \in -C$ où $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $\theta : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, avec $m < n$ et $C = \mathbb{R}_+^m$ on considère : $\min_u f(u) + \frac{c^k}{2} \|\theta(u)\|^2$ avec c^k prenant des valeurs arbitrairement grandes.
 - pénalisation exacte, pour résoudre des problèmes contraints : $\min_u f(u)$ sous $\theta(u) \in -C$ où $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $\theta : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, avec $m < n$ et $C = \mathbb{R}_+^m$ on considère : $\min_u f(u) + c^k \cdot \sum_j |\theta_j(u)|$ avec c^k prenant des valeurs arbitrairement grandes.
 - pénalisation intérieure, pour résoudre des problèmes contraints : $\min_u f(u)$ sous $\theta(u) \in -C$ où $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, $\theta : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$, avec $m < n$

et $C = \mathbb{R}_+^m$ on considère : $\min_u f(u) - \frac{1}{c^k} \cdot \sum_j \frac{1}{\theta_j(u)}$ avec c^k

prenant des valeurs arbitrairement grandes. On interdit ainsi les valeurs non admissibles en ajoutant une pénalisation au plus on se rapproche des limites.

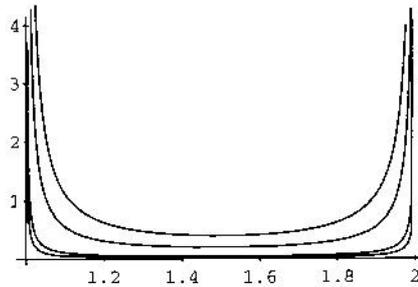


Figure A2 - 3 : Illustration des pénalisations intérieures entre 1 et 2

1.6. Piégeage d'un algorithme de type SQP dans un minimum local

Lorsqu'on part d'une configuration initiale u_0 , les différentes méthodes susnommées ne conduisent pas, en général, au minimum absolu u^* , mais bien souvent à un minimum local u^i qui constitue alors la meilleure solution accessible compte tenu de l'hypothèse initiale et de l'algorithme utilisé. La figure suivante illustre ces propos :

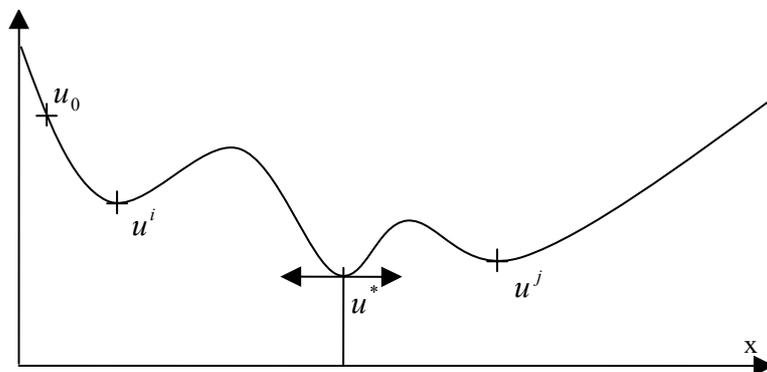


Figure A2 - 4 : problème de minima locaux / optimum global

Pour améliorer l'efficacité de telles méthodes, on peut les utiliser un certain nombre de fois (choix arbitraire) avec des conditions initiales espacées d'un pas connu (choix arbitraire, autrement appelé griding) ou choisies aléatoirement. On garde alors le meilleur résultat mais cette stratégie impose un grand nombre d'itérations et augmente ainsi grandement le temps de calcul sans garantir toutefois de trouver l'optimum global u^* .

Afin de surmonter l'obstacle des minima locaux, on peut aussi utiliser les algorithmes stochastiques. En effet, ces derniers, autorisent de temps en temps des mouvements de remontée (dégradation du point de recherche par rapport à la fonction objectif). Ils autorisent, du fait, une dégradation de la solution mais uniquement temporaire, et peuvent ainsi s'extraire d'optimum locaux pour aller vers d'autres.

2. Algorithmes stochastiques

Les algorithmes stochastiques sont utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation :

- combinatoire lorsqu'on ne connaît pas d'algorithmes « rapides »,
- à variables continues pour lesquelles on ne connaît pas d'algorithmes qui soient aptes à détecter l'optimum global avec certitude mais avec un grand nombre d'itérations.

2.1. Les algorithmes génétiques

Parmi les méthodes stochastiques les plus utilisées à l'heure actuelle, les algorithmes génétiques suscitent un intérêt croissant chez les chercheurs et ce, depuis une trentaine d'années. Ces algorithmes ont d'abord été développés par Holland [HOLL-1975].

L'idée de base est que les membres les plus performants d'une population d'individus dans un environnement donné ont une probabilité supérieure de voir leur information génétique servir à la génération suivante, c'est la sélection naturelle vue par Darwin. La transmission du patrimoine génétique est effectuée par le biais de reproductions (sélections et croisements), auxquels viennent se greffer des mutations du code génétique qui apparaissent aléatoirement.

La traduction mathématique est très simple à programmer. Plusieurs individus (une population) sont définis en réalisant des analogies avec des variables réelles (leur génome correspond aux variables commandables u). Leur capacité à évoluer dans leur environnement est traduite par l'évaluation d'une fonction objectif F appliquée à leur génome. Une fois que deux individus ont été sélectionnés, ils sont croisés (échange d'une partie de leur génome). Deux enfants sont ainsi créés. En effet, dans l'application présente et à cause du grand nombre de générations, on a fait le choix de travailler à population constante. Deux autres individus (parmi les plus mauvais) sont donc sélectionnés et éliminés. Bien que, pour les comprendre réellement, les fondements et les descriptions mathématiques de ces algorithmes soient encore à développer, ils se révèlent souvent très efficaces et sont de plus en plus utilisés dans tous les domaines de l'optimisation. Par ailleurs, leur programmation est très simple.

2.1.1. Définition d'un individu

Un individu est une configuration possible des variables d'optimisation. En électrotechnique, un individu correspond donc à une solution possible de paramètres de conception, de configuration ou de réglage des divers éléments. Si l'on considère n variables x_i , un individu sera l'ensemble : $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ représentant d'une configuration possible de ces variables.

2.1.2. Codage des variables

Afin de développer l'analogie avec la génétique, les variables sont codées le plus souvent sous forme binaire. Elles apparaissent alors sous la forme d'une chaîne de 0 et de 1 appelés **gènes**.

Une variable étant codée sous forme binaire, un individu est représenté par la concaténation de ces chaînes. Cette concaténation est appelée **chromosome**.

La puissance et la généralité de ce codage proviennent du fait que l'on peut aussi bien manipuler des entités numériques (équivalent binaire/réel par une table de conversion) que des objets (en modélisant leur présence ou absence).

D'autres codages peuvent être aussi utilisés. On a utilisé un codage d'entiers servant de pointeurs dans des tables ou données constructeurs. C'est ainsi que peut être intégré le rapport de transformation discret du régulateur en charge.

De manière générale, l'association d'un codage particulier (le génotype) à un phénomène donné (le phénotype) est un facteur déterminant pour l'efficacité de l'algorithme. Ainsi, le codage est adapté en fonction du problème à traiter.

2.1.3. Définition d'une population

Un ensemble d'individus constitue une population. Au sein de la population, chaque individu est caractérisé par sa performance souvent notée fitness. Cette dernière est égale à la fonction objectif lorsque le problème n'est pas contraint ou à la fonction objectif pénalisée lorsque les contraintes sont prises en compte. Le but des algorithmes génétiques est de trouver un optimum (i.e. un individu avec la meilleure performance possible). Un brassage des caractères de la population est donc effectué afin de permettre à des individus de plus grande performance d'émerger par croisement ou élitisme. Les croisements de ces éléments (enfants) seront les éléments d'une nouvelle population qui elle-même permettra de créer de nouvelles générations.

La création des enfants passe par trois opérations de base :

- La reproduction / sélection
- Les croisements

- La mutation

2.1.4. Les opérations

a. La Reproduction / Sélection

Afin de créer une nouvelle population, il est important de trouver un critère pour sélectionner les individus qui serviront de parents pour les futurs individus. C'est à ce niveau que rentre en compte le principe Darwinien de survie du plus performant. En effet, toutes les méthodes de sélection sont basées sur la classification des individus suivant leurs performances respectives. Elles sont construites de façon à donner le plus de chance aux individus les plus performants. Trois méthodes sont communément utilisées : l'élitisme, le tournoi et la roue biaisée.

a. 1. L'élitisme.

Deux parents sont choisis aléatoirement parmi les meilleurs de la population. Un taux d'élitisme est souvent utilisé, il correspond aux n meilleurs parmi la population toute entière.

a. 2. Le tournoi.

Deux parents sont choisis de manière aléatoire. Leurs performances respectives sont ensuite comparées : seul le parent le plus performant est retenu et apporte sa contribution à la génération suivante. Cette opération est répétée deux fois afin d'obtenir deux parents. Leur contribution à la prochaine génération sera opérée par leur croisement, défini par la suite.

a. 3. La roue biaisée

Afin de représenter la performance d'un individu par rapport aux autres membres de la population, la performance totale d'une population est représentée par une roue complète. Cette roue est divisée en autant de secteurs que d'individus. Plus la performance d'un individu est importante plus la taille du secteur correspondant est importante.

Une fois la roue définie, un nombre aléatoire est tiré décrivant la position d'un curseur autour de la roue. Lorsque le curseur tombe sur le secteur correspondant à un individu précis, ce dernier est sélectionné.

Il apparaît clairement que ce processus favorise les individus de performance élevée sans pour autant les choisir systématiquement et dédaigner les autres. Le ratio de taille des secteurs peut être paramétré entièrement, ce qui permet d'avoir un élitisme important (grosse différence) ou un élitisme faible (même probabilité pour tous les individus). On a choisi de donner une valeur exponentielle décroissante aux secteurs pour réaliser la sélection par roue biaisée.

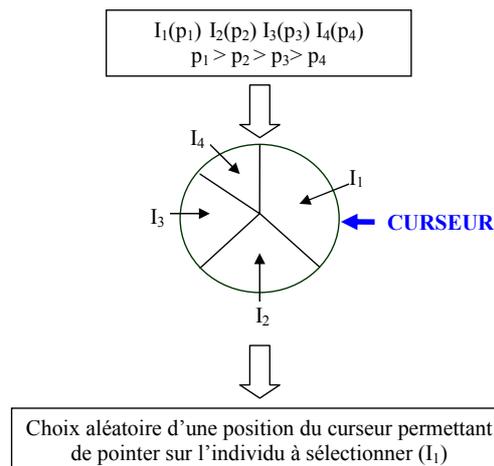


Figure A2 - 5 : Sélection d'un individu par la roue biaisée sur quatre individus distincts

Une fois deux parents sélectionnés, ils seront croisés, c'est-à-dire que certaines de leurs caractéristiques vont être échangées pour obtenir un enfant. Différents types de croisement peuvent alors être utilisés.

b. Les croisements

b. 1. Le croisement uniforme

A partir de deux parents un enfant est créé, constitué de gènes provenant aléatoirement de l'un ou l'autre des parents et ce sur la totalité du chromosome. Pour sélectionner le parent qui fournira un gène donné, un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 est tiré: en fonction de sa valeur par rapport à 0.5, l'enfant héritera du gène de l'un ou de l'autre des parents (exemple figure suivante). Un deuxième enfant est aussi créé.

b. 2. Le croisement à une ou deux coupures

Après avoir été choisi, chaque parent va être scindé en deux ou trois parties puis les deux parents vont échanger entre eux certaines de ces parties. Dans le cas d'un croisement à une coupure, une position est choisie aléatoirement sur les chromosomes qui échangent leur deux extrémités.

Les croisements à 2 coupures divisent les chromosomes en 3 parties (figure suivante). L'enfant sera le résultat de l'échange des parties centrales. Les échanges se font suivant une certaine probabilité α , grâce au tirage d'un nombre aléatoire compris entre 0 et 1. Si ce nombre est supérieur à α , l'échange a bien lieu.

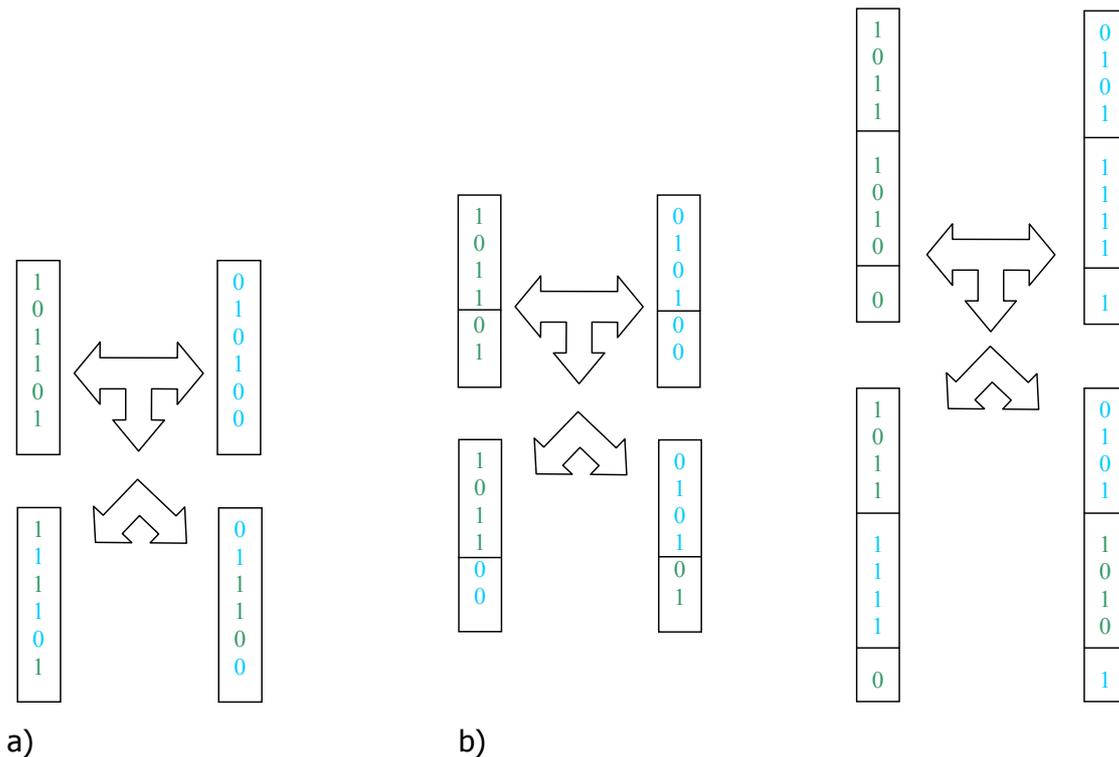


Figure A2 - 6 : Croisement uniforme (a) et par une ou deux coupures (b))

c. La mutation

La mutation est un opérateur qui permet de changer la valeur d'un gène, choisi aléatoirement, et ce avec une certaine probabilité. Si le i ème individu est sélectionné pour une mutation alors la valeur d'un de ses gènes sera transformée suivant une probabilité p . Cette transformation correspond le plus souvent au passage de 0 à 1 ou de 1 à 0 pour un codage binaire et un tirage aléatoire d'une valeur continue dans un intervalle donné pour un codage réel.

La mutation joue un rôle primordial dans la convergence d'un algorithme génétique. En effet au cours des itérations, les populations tendent à s'homogénéiser, c'est-à-dire à rassembler des individus très similaires. Ceci a pour effet de rapidement engager l'algorithme dans une direction de recherche bien précise et de le faire échouer sur un optimum local. Nous observons alors un appauvrissement du génome de la population complète et une parfaite incapacité à explorer la totalité de l'espace de recherche. La mutation permet de changer brusquement certains individus et ainsi d'explorer de nouvelles directions dans l'espace de recherche et ceci indépendamment du processus « déterminé » de sélection et de croisement.

On a défini ainsi un opérateur distance qui traduit la distance entre les individus par une norme (quadratique du type : $\sum_{paramètres} (u_{individu\ k} - u_{individu\ l})^2$). Une matrice des distances entre chaque individu est ainsi créée au cours de l'optimisation. Lorsque plus de x% (choix expert qui dépend de la taille de la population, un bon chiffre est 10%) d'individus se trouve à proximité (distance minimale à définir en fonction du domaine d'étude et de la forme de la fonction objectif), la mutation s'impose pour un de ces individus.

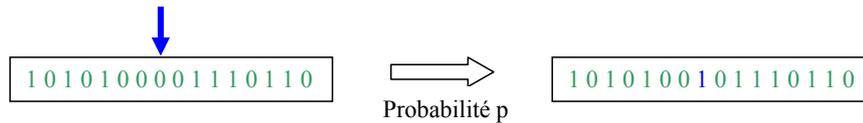


Figure A2 - 7 : Mutation aléatoire d'un des gènes codé sous forme binaire

Afin de traiter au mieux les problèmes d'optimisation hybride, une mutation « intelligente » a été mise au point. Lorsque l'événement mutation intelligente apparaît, un individu, qui peut être choisi parmi les meilleurs, subit une optimisation déterministe (voir optimisation linéaire sous contrainte) de ses gènes qui correspondent à un codage réel et une évolution continue de la fonction objectif. Ceci permet d'accélérer considérablement la recherche des optimums locaux, voir chapitre 4.

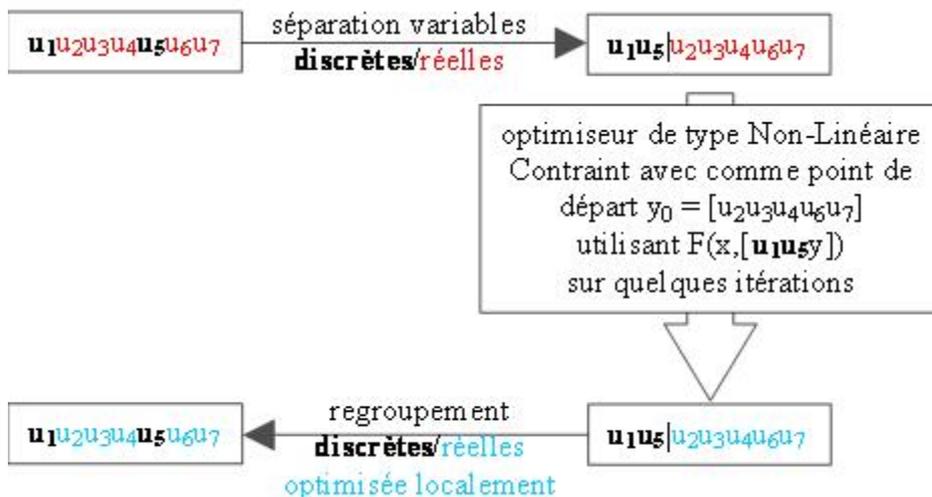


Figure A2 - 8 : Mutation déterministe des valeurs commandables réelles

2.1.5. Prise en compte des contraintes par pénalisation

Les algorithmes génétiques utilisant uniquement une quantité appelée fitness (ou évaluation numérique de la fonction objectif) pour sélectionner les individus, l'état de violation ou de

satisfaction des contraintes doit être inclus dans cette quantité. Toutes les méthodes de prise en compte des contraintes sont basées sur la pénalisation de la fonction objectif.

Soit une fonction objectif $f(\mathbf{X})$ à minimiser sous un ensemble de m contraintes $g_i(\mathbf{X}) \leq 0$.

La performance globale $P(\mathbf{X})$ est construite de la façon suivante :

$$P(\mathbf{X}) = f(\mathbf{X}) + q(\mathbf{X}) \quad \text{Equation A2-4}$$

où q est une fonction de la violation des contraintes. Elle peut prendre plusieurs formes :

- Pénalisation proportionnelle ou quadratique à la violation :

$$q(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^m p_i \max \{0, g_i(\mathbf{X})\} \quad \text{Equation A2-5}$$

où p_i : coefficient de pénalisation à la $i^{\text{ème}}$ contrainte

Les valeurs attribuées aux différents coefficients de contraintes p_i doivent souligner la violation. Pourtant des valeurs trop importantes des coefficients de pénalisation peuvent empêcher l'exploration d'une partie du domaine de recherche. Néanmoins, la puissance des Algorithmes Génétiques réside principalement dans la collecte d'informations sur l'ensemble du domaine, réalisable et non réalisable. Il existe donc une valeur optimale de ces coefficients à trouver, autre apport de l'expertise du programmeur.

Il semble que le choix optimal des coefficients de pénalisation par les Algorithmes Génétiques eux-mêmes soit une excellente alternative. Les coefficients sont alors inclus dans les chromosomes au même titre que les autres variables. Cette méthode est idéale pour des problèmes d'optimisation pour lesquels l'évaluation de la performance est très rapide, autorisant ainsi des tailles de population importantes.

2.1.6. Convergence et inconvénients des algorithmes génétiques

a. Inconvénients

La convergence des algorithmes génétiques dépend fortement des paramètres suivants :

- La taille de la population. Si une trop petite taille ne permet pas d'échantillonner suffisamment l'espace de recherche pour assurer un optimum global, une taille trop importante peut rendre difficile la convergence sur un nombre raisonnable de générations.
- Le type de croisement. La littérature rapporte des résultats satisfaisants sur l'utilisation du croisement uniforme, ou du croisement à une ou deux coupures. Pourtant il faut souligner que le croisement uniforme n'est préférable que dans le cas de tailles de populations faibles, car il permet de maintenir une bonne diversité et d'éviter une convergence prématurée.

- Le taux de mutation. Un taux de mutation trop important peut ralentir la convergence de la population. En effet, la modification presque systématique d'un bit sur un chromosome diminue l'efficacité de la sélection et des croisements.

Les algorithmes génétiques nécessitent un réglage de ces paramètres, ce qui ne peut être effectué que par essais successifs. Cette lourdeur vient se rajouter aux temps de calculs nécessaires à l'évaluation des performances dans chaque population.

Pourtant les algorithmes génétiques restent un outil très puissant pour la gestion de problèmes à fonctions discontinues ou à variables discrètes. Le problème des temps de calculs prohibitifs des algorithmes génétiques peut aussi être surmonté par l'utilisation du calcul parallèle qui redistribue les calculs de performances d'une population entre plusieurs ordinateurs. La valeur de la performance de chaque individu est en effet un calcul indépendant des autres donc pouvant être distribué sans aucun problème.

b. Critère de convergence

Il n'existe malheureusement pas de critères d'arrêt de type déterministe pour des méthodes stochastiques.

Certains auteurs utilisent souvent des critères basés sur leur expertise (nombre maximal d'itérations). Malheureusement, ce type de critère est purement fictif et peut donner de très mauvais résultats en fonction de la population initiale et de la vitesse ou l'algorithme génétique va explorer l'espace.

Voici les critères les plus simples et les plus robustes expliqués dans la littérature :

- Le nombre de générations sans amélioration de la fonction objectif,
- Un critère original, basé sur la courbe de décroissance de la fonction objectif d'un algorithme utilisant un élitisme simple. Dans ce cas la décroissance est de type exponentielle et est approchée par une fonction $f(x) = a e^{bx + c}$. Les coefficients réels a , b et c sont déterminés par régression non linéaire au sens des moindres carrés ou toute autre méthode d'interpolation exponentielle [MISS-1999]. La figure suivante présente la décroissance de la fonction objectif en fonction du nombre de génération. Elle montre aussi l'apport, sur la décroissance et sur l'optimum atteint, de la convergence locale (taux SQP correspond à la probabilité d'avoir une mutation de type déterministe d'une génération à une autre). Sans convergence locale, le minimum inférieur à 6 (p.u.) n'est pas atteint. Cette optimisation correspond à la minimisation des pertes dans un départ, voir section 4.2.

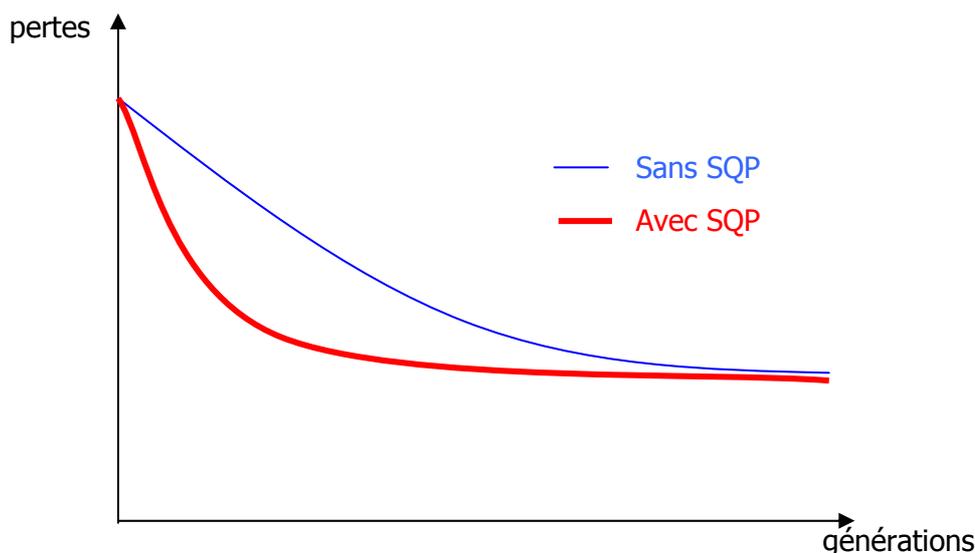


Figure A2 - 9 : Evolution de la courbe d'approximation de la décroissance de la fonction objectif en fonction du type de mutation sélectionné

On peut donc définir un critère basé sur un critère exponentiel (on est à 1 pour mille de la tangente, ou optimum désiré, lorsque on a fait $5/b$ générations).

2.2. L'algorithme Tabou (tabu search)

La première formalisation de la méthode de recherche Tabou remonte à 1986 et a été réalisée par F. Glover [SIAR-2002]. Sa principale source d'inspiration est le cerveau humain. En effet, en rajoutant une mémoire rudimentaire à un algorithme de recherche, on essaye de copier la réflexion qu'aurait un opérateur qui parcourt lui-même l'espace des solutions. Ce dernier, malgré son objectif de descente s'autorise, une fois le premier minimum local trouvé, à chercher d'autres directions de recherche qui dégradent la fonction objectif. Il se souvient des derniers chemins qu'il a empruntés et s'interdit de les réutiliser avant un certain nombre d'itérations ($\text{taille_liste_tabou} = N_{\max}$). Ainsi, il pourra lui aussi changer de vallée et aller explorer plus loin l'espace des solutions. Cette modélisation introduit donc un certain nombre de degrés de liberté, qui d'après F. Glover, s'oppose à une analyse mathématique rigoureuse de la méthode elle-même. Les critères de convergence peuvent être les suivants :

- Si on connaît la valeur de l'optimum global, on s'arrête dès qu'on a une valeur suffisamment proche de cette dernière,
- On peut définir un temps de calcul maximal, une fois temps atteint, la meilleure solution rencontrée est solution de l'optimisation,
- La non amélioration de la solution après un grand nombre d'itérations.

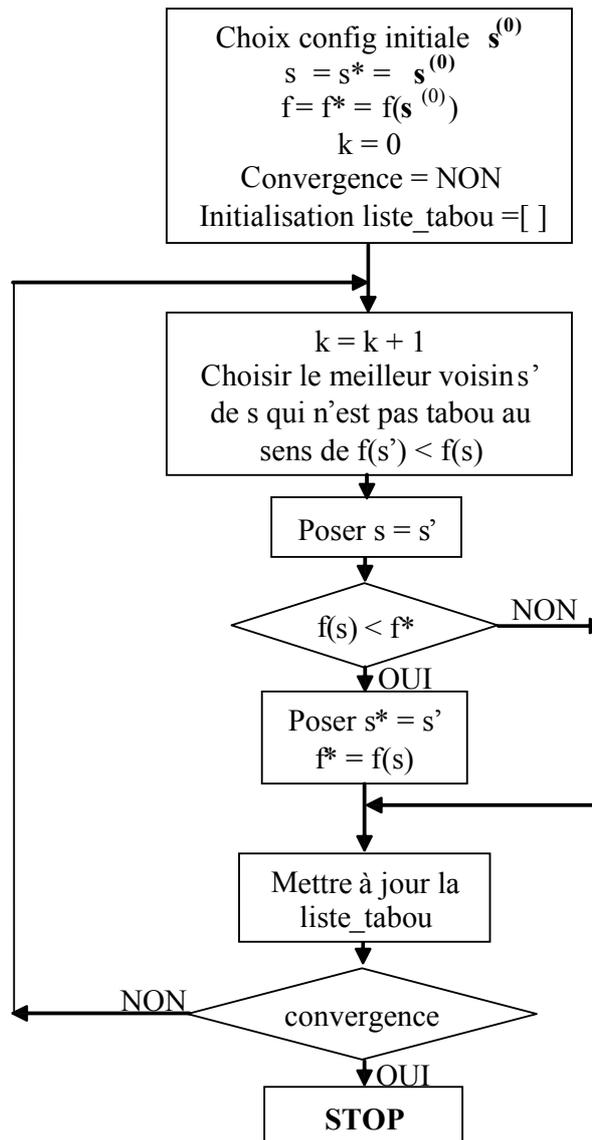


Figure A2 - 10 : Algorithme Tabou dans sa forme simple

De cette manière, l'algorithme utilise une mémoire à court-terme : il retient uniquement les solutions visitées récemment. En effet, l'action « mettre à jour la liste tabou » correspond à ajouter le nouveau voisin tabou qui correspond au point dernièrement visité. Certains auteurs préconisent le rajout d'une mémoire à long terme. On rajoute ainsi deux mécanismes :

- Intensification, approfondissement de l'exploration de certaine région de l'espace des solutions qui ont souvent de bons résultats (exemple : une vallée prometteuse et donc l'intensification de la recherche dans cette zone).
- Diversification, réorientation périodique de la recherche dans certaines zones peu explorées.

Dans sa forme basique, la méthode de recherche tabou a donné d'excellent résultats et permet de trouver, dans des problèmes purement discrets comme la recherche de localisation optimale de moyens de réglages, l'optimum global avec peu d'itérations. Les mécanismes comme l'intensification et la diversification apportent une complexité remarquable.

Annexe 3 : Composantes symétriques

1. Théorème de Fortescue

« Un système non équilibré de n vecteurs coplanaires, concourants et de même nature peut être représenté par n systèmes symétriques de n vecteurs ». Ainsi un système composé de trois vecteurs quelconques peut être décomposé en trois systèmes de vecteurs symétriques, équilibrés et surtout indépendants.

2. Opérateur a

L'utilisation des grandeurs complexes permet de simplifier les expressions des grandeurs électriques [MYAT-1968]. Ainsi un système triphasé équilibré de fréquence f s'écrit de la manière suivante dans le domaine temporel :

$$v_a(t) = Va \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t)$$

$$v_b(t) = Va \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$v_c(t) = Va \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

$$\text{avec } \omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

Equation A3 - 1

Ces grandeurs s'expriment en complexe :

$$\overline{v}_a = Va \cdot \sqrt{2} \cdot e^{j\omega t}$$

$$\overline{v}_b = Va \cdot \sqrt{2} \cdot e^{j\omega t} \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\overline{v}_c = Va \cdot \sqrt{2} \cdot e^{j\omega t} \cdot e^{-j\frac{4\pi}{3}}$$

Equation A3 - 2

Pour revenir aux grandeurs temporelles, on peut prendre la partie imaginaire des grandeurs complexes. On va maintenant intégrer un opérateur a qui va aider dans les diverses transformations nécessaires pour traiter simplement les grandeurs complexes :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

ou

$$a = \cos\frac{2\pi}{3} + j \sin\frac{2\pi}{3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Equation A3 - 3

Cet opérateur a a les propriétés suivantes :

$$a^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^3 = 1$$

$$1 + a + a^2 = 0$$

Equation A3 - 4

3. Composantes symétriques et grandeurs électriques

On utilise le théorème de Fortescue en définissant les trois systèmes de vecteurs symétriques, équilibrés comme étant :

- un premier système dit « direct », composé de vecteurs définis dans le sens horaire,
- un second système dit « inverse », composé de vecteurs définis dans le sens trigonométrique,
- un dernier système dit « homopolaire », composé de trois vecteurs colinéaires.

La transformation des grandeurs complexes aux grandeurs symétriques se fait par la matrice de transformation suivante :

$$\begin{bmatrix} \overline{v_{ad}} \\ \overline{v_{ai}} \\ \overline{v_{ah}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{v_a} \\ \overline{v_b} \\ \overline{v_c} \end{bmatrix}$$

Equation A3 - 5

La décomposition des trois tensions $\overline{v_a}, \overline{v_b}, \overline{v_c}$ suivant le système direct est composée des trois vecteurs : $\overline{v_{ad}}, a^2 \cdot \overline{v_{ad}}, a \cdot \overline{v_{ad}}$.

La décomposition des trois tensions $\overline{v_a}, \overline{v_b}, \overline{v_c}$ suivant le système inverse est composée des trois vecteurs : $\overline{v_{ai}}, a \cdot \overline{v_{ai}}, a^2 \cdot \overline{v_{ai}}$.

La décomposition des trois tensions $\overline{v_a}, \overline{v_b}, \overline{v_c}$ suivant le système homopolaire est composée des trois vecteurs : $\overline{v_{ah}}, \overline{v_{ah}}, \overline{v_{ah}}$.

Annexe 4 : Extraction des paramètres des lignes

1. Méthode de Gary

On va rappeler, pour exemple, les paramètres d'une ligne triphasé aérienne, vus dans [T. Debu « Lignes Aériennes. Paramètres Electriques » D-4-435, Traité Génie Electrique, Techniques de l'Ingénieur].

Si l'on considère la matrice impédance série :

$$[\underline{Z}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} \quad \text{Equation A4 - 1}$$

Avec Z_{ii} les impédances propre du conducteur de phase i et Z_{ij} l'impédance mutuelle entre la phase i et la phase j . Si l'on utilise l'hypothèse que la ligne a une symétrie d'ordre 3 dans sa géométrie (i.e. les termes mutuels et propres sont identiques) ou que on approche les impédances propre et les impédances mutuelles par la moyenne géométrique :

$$\begin{aligned} \underline{Z}_p &= \sqrt[3]{\underline{Z}_{11} \cdot \underline{Z}_{22} \cdot \underline{Z}_{33}} \\ \underline{Z}_m &= \sqrt[3]{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{23} \cdot \underline{Z}_{31}} \end{aligned} \quad \text{Equation A4 - 2}$$

Et que l'on utilise une représentation symétrique (Fortescue) de la ligne, les impédances des modes sont alors :

- Suivant le mode direct et inverse, la relation $\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0$ entraîne :

$$\underline{Z}_d = \underline{Z}_p - \underline{Z}_m \quad \text{Equation A4 - 3}$$

- Suivant le mode homopolaire, la relation $\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_3$ entraîne :

$$\underline{Z}_d = \underline{Z}_p + 2 \cdot \underline{Z}_m \quad \text{Equation A4 - 4}$$

La méthode de Gary [GARY-2003] a été reliée à la méthode de Carson en 1981 par Deri [DERI-1981], et elle propose la définition d'une grandeur complexe de profondeur de pénétration pour définir un plan pour les courants de retour par le sol :

$$\underline{\delta} = \frac{1}{\sqrt{j \cdot \mu_0 \cdot \sigma \cdot \omega}} \quad \text{Equation A4 - 5}$$

Avec μ_0 (H/m) la perméabilité du vide et σ (S/m) la conductivité du sol. Si l'on utilise le module de $\underline{\delta}$, les formules suivantes donnent des inductances qui sont réelles. Si l'on utilise la forme complexe de $\underline{\delta}$, la partie réelle des inductances calculées sont les inductances proprement dites et

la partie imaginaire, multipliée par $j\omega$ fournit la résistance apparente du sol, qui permet de déterminer les pertes supplémentaires due au sol.

Remarque : la méthode a été de nombreuses fois confirmée par l'expérience dans une très large gamme de fréquences.

- Inductances propres : de manière générale, on a :

$$\underline{Z}_{ii} = R_{ii} + j\omega(l_{ii} + \underline{L}_{ii})$$

$$l_{ii} = \frac{\mu_0}{8.\pi.n}$$

$$\underline{L}_{ii} = \frac{\mu_0}{2.\pi} \cdot \ln \left[\frac{2.(h_i + \delta)}{R_i} \right]$$

$$R_i = R_f \cdot \sqrt[n]{\frac{nR}{R_f}}$$

$$h_i = H - \frac{2}{3}F$$

Equation A4 - 6

soit
$$\underline{Z}_{ii} = \begin{cases} R_{ii} + \omega \cdot \frac{\mu_0}{2.\pi} \cdot \arctan \left(\frac{|\delta|}{\sqrt{2}.h_i + |\delta|} \right) \\ + j\omega \frac{\mu_0}{2.\pi} \cdot \left(\ln \frac{2.(h_i^2 + \sqrt{2}.h_i.|\delta| + |\delta|^2)^{1/2}}{R_i} + \frac{1}{4.\pi} \right) \end{cases}$$

Avec \underline{L}_{ii} , l'inductance propre du conducteur par rapport au sol, l_{ii} l'inductance interne du conducteur, R_i le rayon équivalent du conducteur (avec n le nombre de conducteurs élémentaires), on définit h_i la hauteur moyenne du conducteur i par rapport au sol avec H étant la hauteur d'ancrage sur le poteau, F la flèche et R_{ii} la résistance interne du conducteur à la fréquence considérée.

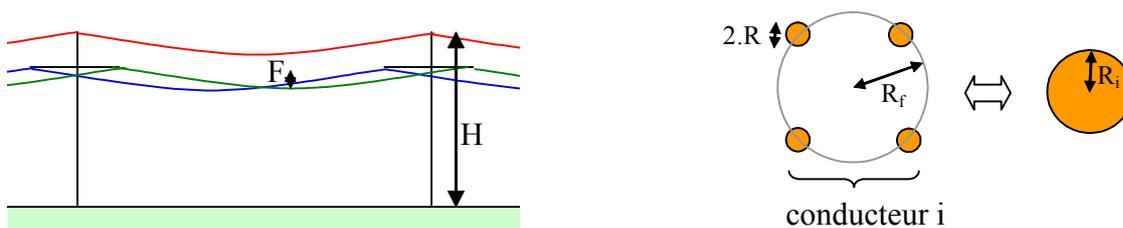


Figure A4 - 1 Explication des notations pour le calcul des paramètres d'une ligne simple terne

Il existe une expression simplifiée, considérant uniquement les basses fréquences (ce qui permet de donner $|\delta|$ très grand devant h_i , exemple pour $f = 50\text{Hz}$ et $\sigma = 0.01\text{ S/m}$, en France on trouve des résistivités du sol qui varient entre 0.1 et $10^6\ \Omega.m$ avec une valeur moyenne admise de $100\ \Omega.m$). Ce qui donne un $|\delta| = 500\text{m}$. Si l'on néglige les pertes dans le sol, on trouve :

$$\text{soit } \underline{Z}_{ii} = R_{ii} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot |\delta|}{R_i}\right) \quad \text{Equation A4 - 7}$$

- Inductances mutuelles : de manière générale, on a :

$$\underline{Z}_{ij} = j\omega \cdot \underline{L}_{ij}$$

$$\underline{L}_{ij} = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \ln\left[\frac{(h_i + h_j + 2 \cdot |\delta|)^2 + d_{ij}^2}{(h_i - h_j)^2 + d_{ij}^2}\right] \quad \text{Equation A4 - 8}$$

Avec d_{ij} , la distance entre les projections orthogonales des deux phases considérées, h_i et h_j , les hauteurs moyennes des deux conducteurs de phase. Soit, si l'on traduit en valeurs réelles et complexe (perte et inductance mutuelle) :

$$\underline{Z}_{ij} = \omega \cdot \frac{\mu_0}{4\pi} \left(\arctan\left(\frac{B}{A}\right) + j \cdot \ln \frac{\sqrt{A^2 + B^2}}{(h_i - h_j)^2 + d_{ij}^2} \right)$$

$$\text{soit } A = (h_i + h_j)(h_i + h_j + 2 \cdot \sqrt{2} \cdot |\delta|) + d_{ij}^2$$

$$B = 2 \cdot |\delta| \cdot (\sqrt{2} \cdot (h_i + h_j) + 2 \cdot |\delta|) \quad \text{Equation A4 - 9}$$

L'expression simplifiée pour les basses fréquences est :

$$\text{soit } \underline{Z}_{ij} = j\omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{2 \cdot |\delta|}{\sqrt{(h_i - h_j)^2 + d_{ij}^2}} \quad \text{Equation A4 - 10}$$

Si l'on considère maintenant la matrice admittance :

$$[\underline{Y}] = [G] + j \cdot \omega \cdot [C] \quad \text{Equation A4 - 11}$$

Le terme G , dû aux courants superficiels le long des chaînes d'isolateurs et à l'effet couronne [GARY-2] est, par temps sec, inférieur à $0.005 \cdot C_w$. Ce n'est que pas fort temps de pluie que le terme G peut atteindre $0.1 \cdot C_w$. Il est donc généralement admis que G est négligeable devant C_w . On définit alors la matrice capacité comme étant l'inverse de la matrice des coefficients de potentiel $[\lambda]$:

$$[C] = [\lambda]^{-1} \quad \text{Equation A4 - 12}$$

Les charges au sol sont supposées concentrées à sa surface, la théorie des images électriques donne :

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \ln\left(\frac{2 \cdot h_i}{R_i}\right)$$

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \ln\left(\frac{\sqrt{(h_i + h_j)^2 + d_{ij}^2}}{\sqrt{(h_i - h_j)^2 + d_{ij}^2}}\right) \quad \text{Equation A4 - 13}$$

Avec h_i , h_j , d_{ij} et R_i qui ont les mêmes définitions que précédemment et $\varepsilon_0 = (1/36\pi \cdot 10^{-9}) F/m$ qui est la permittivité du vide.

2. Méthode d'EMTP

Pour les simulations, le module d'extraction de paramètres électrique d'EMTP [EMTP-1997] donne d'excellents résultats. Il est basé sur les méthodes de Carson et Pollaczek. Il a permis d'extraire les paramètres des câbles qui sont donnés dans la description du réseau.

Voici l'expression de l'impédance propre et mutuelle entre les deux câbles :

$$\frac{Z_E}{\omega} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(Ko\left(\frac{d}{p}\right) - Ko\left(\frac{D}{p}\right) + J \right)$$

$$J = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\exp\left(-2.h.\sqrt{\beta^2 + \frac{1}{p^2}}\right)}{|\beta| + \sqrt{\beta^2 + \frac{1}{p^2}}} \cdot \exp(j.\beta.x) d\beta$$

Equation A4 - 14

Avec :

- μ_0 : perméabilité du vide ($\mu_0 = 4.\pi.10^{-7}$) si l'on veut obtenir les impédances en Ω/m .
- σ : conductivité du sol
- Ko : fonction de Bessel modifiée de deuxième classe et d'ordre 0
- d : distance entre les câbles
- D : distance entre un câble et l'image du second par rapport à la terre ou double de la distance à la terre pour le cas impédance propre
- p : profondeur complexe de l'épaisseur de peau $p = \frac{1}{\sqrt{j.\omega.\mu_0.\sigma}}$
- h : profondeur du câble, ou profondeur moyenne $h = \frac{(h_1 + h_2)}{2}$ si on considère l'impédance propre
- x : distance horizontale entre les deux câbles pour l'impédance mutuelle ou le rayon du câble R si l'on considère l'impédance propre

Le terme J est nommé intégrale de Pollaczek. Les deux câbles sont répartis spatialement comme l'indique la figure suivante :

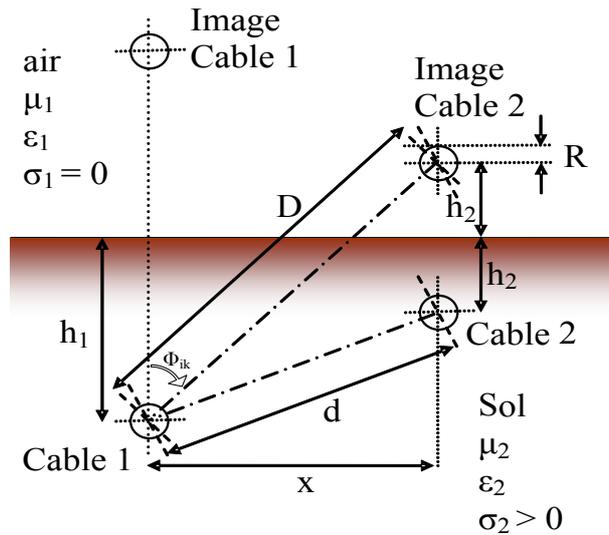


Figure A4 – 2 : répartition spatiale des câbles

Une analyse faite dans [URIB-2004] montre que la résolution numérique de l'intégrale de Pollaczek est difficile. EMTP utilise la formule de Carson pour la résoudre. On part de l'hypothèse suivante :

$$h \cdot \sqrt{\beta^2 + \frac{1}{p^2}} \approx h \cdot |\beta| \quad \text{Equation A4 - 15}$$

On obtient alors l'intégrale de Carson :

$$J \approx C = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\exp(-2 \cdot h \cdot |\beta|)}{|\beta| + \sqrt{\beta^2 + \frac{1}{p^2}}} \cdot \exp(j \cdot \beta \cdot x) d\beta \quad \text{Equation A4 - 16}$$

On obtient alors, après plusieurs développements :

$$\underline{Z}_{ii} = (R_{i-interne} + \Delta R_{ii}) + j \cdot \left(\frac{\omega \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_i}{r_i} \right) + X_{i-interne} + \Delta X_{ii} \right) \quad \text{Equation A4 - 17}$$

$$\underline{Z}_{ik} = \underline{Z}_{ki} = \Delta R_{ik} + j \cdot \left(\frac{\omega \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left(\frac{D}{d} \right) + \Delta X_{ik} \right)$$

Avec :

- ω : pulsation
- μ_0 : perméabilité du vide ($\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$) si l'on veut obtenir les impédances en Ω/m . sinon on utilise $\mu_0/2 \cdot \pi = 2 \cdot 10^{-4}$ pour obtenir les impédances en Ω/km .
- h_i : profondeur par rapport au niveau du sol
- D : distance entre un câble et l'image du second par rapport à la terre ou double de la distance à la terre pour le cas impédance propre $D = 2 \cdot h_i$
- d : distance entre les câbles
- $R_{i-interne}$: résistance propre en ac (alternatif dépend de l'effet de peau et de proximité) du conducteur i

- $X_{i\text{-interne}}$: réactance propre en ac (alternatif dépend de l'effet de peau et de proximité) du conducteur i
- $\Delta R = \Delta R_{ik}$: terme correctif de Carson pour les résistances afin de tenir compte de la terre
- $\Delta X = \Delta X_{ik}$: terme correctif de Carson pour les réactances afin de tenir compte de la terre
- ρ : résistivité de la terre en $\Omega \cdot m$
- $\Phi = \Phi_{ik}$: angle entre les deux images, vu du conducteur i

Les termes correctifs de Carson pour prendre en compte la présence de la terre s'appuient sur une variable « a » définie par :

$$a = 4 \cdot \pi \cdot \sqrt{5} \cdot 10^{-4} \cdot D \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad \text{Equation A4 - 18}$$

L'intégrale non bornée de Carson est développée en une somme de quatre séries infinies. L'équation suivante donne un développement des séries de Carson pour $a \leq 5$, réarrangée pour plus de lisibilité (en Ω/km) :

$$\begin{array}{ll}
 \Delta R = 4\omega \cdot 10^{-4} \left[\frac{\pi}{8} \right. & \Delta X = 4\omega \cdot 10^{-4} [1/2 \cdot (0.6159315 - \ln a) \\
 - b_1 \cdot a \cdot \cos \Phi & + b_1 \cdot a \cdot \cos \Phi \\
 + b_2 \cdot [(c_2 - \ln a)a^2 \cdot \cos(2\Phi) + \Phi a^2 \cdot \sin(2\Phi)] & - d_2 \cdot a^2 \cdot \cos(2\Phi) \\
 + b_3 \cdot a^3 \cdot \cos(3\Phi) & + b_3 \cdot a^3 \cdot \cos(3\Phi) \\
 - d_4 \cdot a^4 \cdot \cos(4\Phi) & - b_4 \cdot [(c_4 - \ln a)a^4 \cdot \cos(4\Phi) + \Phi a^4 \cdot \sin(4\Phi)] \\
 - b_5 \cdot a^5 \cdot \cos(5\Phi) & + b_5 \cdot a^5 \cdot \cos(5\Phi) \\
 + b_6 \cdot [(c_6 - \ln a)a^6 \cdot \cos(6\Phi) + \Phi a^6 \cdot \sin(6\Phi)] & - d_6 \cdot a^6 \cdot \cos(6\Phi) \\
 + b_7 \cdot a^7 \cdot \cos(7\Phi) & + b_7 \cdot a^7 \cdot \cos(7\Phi) \\
 - d_8 \cdot a^8 \cdot \cos(8\Phi) & + b_8 \cdot [(c_8 - \ln a)a^8 \cdot \cos(8\Phi) + \Phi a^8 \cdot \sin(8\Phi)] \\
 - \dots] & + \dots]
 \end{array} \quad \text{Equation A4 - 19}$$

Les termes vont 4 par 4 et reviennent. Les coefficients b_i , c_i et d_i sont constants et peuvent être calculés à part :

$$b_i \left\{ \begin{array}{ll} \text{impaires} & \text{paires} \\ b_i = b_1 \cdot \frac{C}{i(i+2)} & b_i = b_2 \cdot \frac{C}{i(i+2)} \\ \text{avec} & \text{avec} \\ b_1 = \frac{\sqrt{2}}{6} & b_2 = \frac{1}{16} \end{array} \right\}$$

$$c_i \left\{ \begin{array}{l} c_i = c_2 + \frac{1}{i} + \frac{1}{i+2} \\ \text{avec} \\ c_2 = 1.36593 \end{array} \right\}$$

Equation A4 - 20

$$d_i = \frac{\pi}{4} \cdot b_i$$

$C = 1$ pour 1,2,3,4_9,10,11,12...

$C = -1$ pour 5,6,7,8_13,14,15,16...

Afin de simplifier les calculs trigonométriques, on effectue l'approximation suivante :

$$\cos \Phi_{ik} = \frac{h_i + h_k}{D} \quad \sin \Phi_{ik} = \frac{x_{ik}}{D}$$

Equation A4 - 21

Lors de l'extraction de paramètres pour une ligne électrique, peu de termes sont nécessaires (l'erreur est inférieure à 2% si on tronque après le 12^{ème} terme).

Pour $a > 5$, on utilise (en Ω/km) :

$$\Delta R = \frac{4\omega \cdot 10^{-4}}{\sqrt{2}} \left(\frac{\cos \Phi}{a} - \frac{\sqrt{2} \cdot \cos 2\Phi}{a^2} + \frac{\cos 3\Phi}{a^3} + \frac{3 \cdot \cos 5\Phi}{a^5} - \frac{45 \cdot \cos 7\Phi}{a^7} \right)$$

$$\Delta X = \frac{4\omega \cdot 10^{-4}}{\sqrt{2}} \left(\frac{\cos \Phi}{a} - \frac{\cos 3\Phi}{a^3} + \frac{3 \cdot \cos 5\Phi}{a^5} - \frac{45 \cdot \cos 7\Phi}{a^7} \right)$$

Equation A4 - 22

Annexe 5 : Réseaux d'étude

1. Départ urbain

1.1. Présentation générale

On choisit d'étudier un départ urbain fourni par EDF (nommé C0505) du fait de sa relative représentativité d'un départ HTA urbain français. La figure qui suit fournit la structure générale de ce départ :



Figure A5 - 1 : Structure du départ urbain C0505

Le tableau qui suit fournit les caractéristiques générales du départ considéré :

Capacitif du départ (3 Io en A) (sous 20 kV)	37.2
Nb clients BT	5587
Nb. clients HTA	6
Puissance apparente totale du départ (kVA)	4458
Chute de tension max (%)	1.32
Icc biphasé min. (A)	2251
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	100
Longueur du chemin le plus long (km)	11.96
Longueur totale du départ (km)	15.65
Nb. d'organes de coupure télécommandés (dont Nb. DRR)	5 (0)

Tableau A5 - 1 : Caractéristiques du départ urbain

1.2. Modélisation des éléments du départ

Afin de simuler le départ, le logiciel de calcul de réseaux ARENE [AREN-2000] et [HUET-2001] développé par EDF R&D a été utilisé. Schématiquement, la modélisation d'un départ se présente sous la forme suivante :

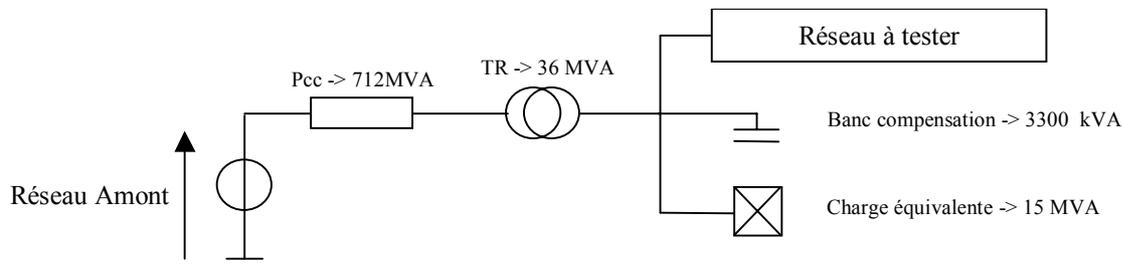


Figure A5 - 3 : Modélisation du départ

- Réseau amont :

Il a été représenté par une source de tension parfaite en série avec une impédance (donnée par ses composantes de Fortescue) représentant sa puissance de court-circuit. C'est le nœud bilan (V, θ) de notre réseau.

- Transformateur du poste source et de distribution :

Les transformateurs utilisés sont des transformateurs de puissance triphasés à deux enroulements. Ils sont décrits par :

- les caractéristiques de leurs enroulements,
- le type de leurs circuits électriques (couplage, déphasage et état du neutre),
- les caractéristiques de leurs circuits magnétiques.

- Conducteurs HTA :

Les modèles de conducteurs utilisés sont des lignes triphasées à un seul terme (une seule cellule en Pi). Les représentations retenues sont les représentations simplifiées définies par les caractéristiques électriques linéiques à fréquence constante. Ainsi, on fournit, pour chaque conducteur, les caractéristiques électriques (résistance, inductance et capacité shunt) des modèles en Pi selon les modes direct et homopolaire.

- Charges de puissance HTA :

Les charges HTA sont représentées par des impédances symétriques linéaires passives shunts. Elles sont définies en puissance par l'utilisateur et c'est le logiciel qui les transforme en impédances lors du calcul de répartition. Ce sont des charges statiques, constantes en impédance lors de la simulation. L'impédance homopolaire équivalente des charges est considérée comme infinie, ce qui revient à considérer qu'elles sont isolées de la terre.

- Réseaux BTA :

Ils sont représentés :

- soit par une charge équivalente ramenée en HTA pour les réseaux sans production, les caractéristiques sont alors analogues à celles d'une charge de puissance HTA ;
- soit par un départ BT type dans le cas du raccordement d'une GED ; les caractéristiques sont décrites ci-après.

Remarque : Les organes de coupure en réseau (sectionneurs, interrupteurs et disjoncteurs) n'ont pas été représentés.

1.3. Raccordement des unités de production en BT

- Départ BT type

Les départs BT auxquels sont raccordés les GED sont représentés par un transformateur de distribution publique dont les caractéristiques sont:

Sn (kVA)	630
Pertes à vide (W)	1300
Pertes en charge ss In (W)	6500
Courant à vide (% In)	1.8
Tension primaire (kV)	20 (+/- 2.5 %)
Tension secondaire (V)	400
Tension de court-circuit (%)	4
Couplage	D y _n 11

Tableau A5 - 2 : Caractéristiques des transformateurs de distribution HTA/BT immergés dans l'huile

- Contraintes de raccordement

Puissance maximale d'une unité	$S \leq 250 \text{ kVA}$
Sn de l'ensemble de la production raccordée sur un départ BT ne doit pas dépasser 40% du Sn du transformateur HTA/BT desservant le départ considéré (pour un problème de transmission du signal tarifaire). Sinon, on raccorde sur un départ dédié.	$Sn_{\text{total_BT}} < 0.4 * 630 \text{ kVA} = 252 \text{ kVA}$

<p>Sn de l'ensemble de la production raccordée sur un départ HTA par l'intermédiaire de la BT ne doit pas dépasser 50 % de la puissance totale minimale appelée sur ce départ HTA en schéma normal (=1/5 de sa charge maximale si sa valeur n'est pas connue)</p>	$S_{n_{total_HTA}} < 0.5 / 5 * 4458 \text{ kVA} = 445.8 \text{ kVA}$
---	---

Tableau A5 - 3 : Limites légales de raccordement

Dans les études qui vont suivre, la puissance des GED sera bien limitée à 250 kVA mais la limite imposée par les contraintes sur le réseau HTA (445.8 kVA) ne sera pas respectée afin de pouvoir se placer dans le cas d'une insertion massive.

1.4. Caractéristiques des GED

Les caractéristiques des alternateurs raccordés en BT sont :

Alternateur synchrone 4 pôles, 50 Hz			
Un = 400 V		Sn = 250 kVA	
Kcc	0.42	X''d	9.3 %
Xd	327 %	T''d	10 ms
Xq	196 %	X''q	11.5 %
T'do	2110 ms	Xo	0.7 %
X'd	15.5 %	Xi	10.4 %
T'd	105 ms	Ta	16 ms

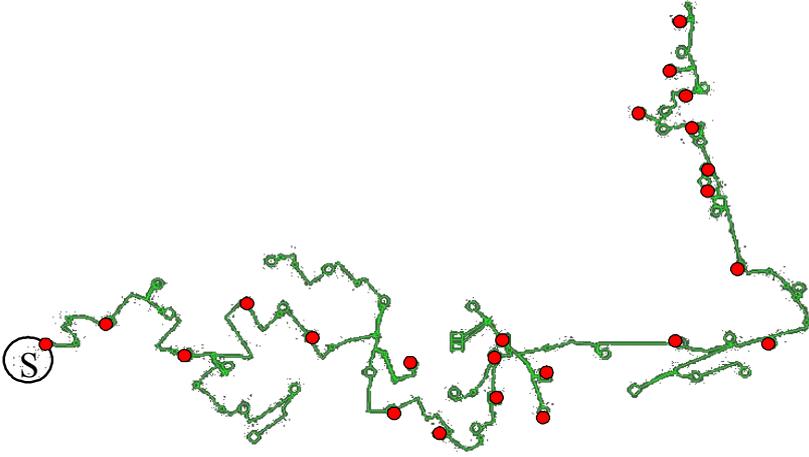
Tableau A5 - 4 : Caractéristiques des GED (Données Leroy Sommer)

Rq. importantes :

- les unités de production sont considérées sans régulation de tension et avec une régulation de vitesse parfaite ($P_{méca} = P_{élec}$ à tout instant),
- le neutre producteur n'est pas relié à la terre (conformément à la réglementation).

1.5. Nœuds d'insertion de la GED

On a choisi d'insérer 23 moyens de production sur des départs BT. Le tableau suivant présente la localisation spatiale des GED ainsi que le nom des nœuds HTA où sont situés les départs BT contenant de la GED.

Schéma du départ avec les 23 GED	Noms des nœuds de raccordement
 <p>The diagram shows a network of green lines representing distribution lines, with red dots indicating connection nodes. A circle with the letter 'S' is located on the left side of the network.</p>	<p>Sortie du PS / UC 57 (32) UC 78 (105) / UP 52 (28) UC 197(93) / CB 71 (307) UP 51 (138) / UP 158 (93) UC 141 (58) / CB 41 (129) CB 78 (142) / UP 48 (30) UP 197 (231) / UP 102 (126) CB 57 (119) / CB 142 (101) CB 57 (70) / CB 65 (183) UC 212 (63) / 50/5 CB 157 (225) / CB 20(53)</p> <p style="text-align: center;">13/2</p>

2. Départ rural

2.1. Présentation générale

Le départ rural choisi est un départ réel fourni par EDF au GIE-IDEA pour différentes études. On a dû modifier certaines de ses caractéristiques afin qu'il soit plus représentatif des départs ruraux français (valeurs moyennes). Le transformateur 36 MVA du poste source a notamment été remplacé par un transformateur 20 MVA dont les caractéristiques sont :

Puissance	20 MVA
Tension primaire	63 kV
Tension secondaire	20 kV
U_{cc}	12 %
Surintensité en régime normal	1.1 pu
Surintensité en secours	1.25 pu
Niveau de réglage	20 kV
Courant à vide	0.5 %
Pertes à vide	18 kW
Pertes en charge	125 kW
Plage de réglage	62,5 kV +/- 12 %
Couplage	Yy 0
Mise à la terre primaire	Isolé
Mise à la terre secondaire	BPN 12+12j Ω

Tableau A5 - 5 : Caractéristiques du transformateur de poste source

La structure du départ C0202 est la suivante :

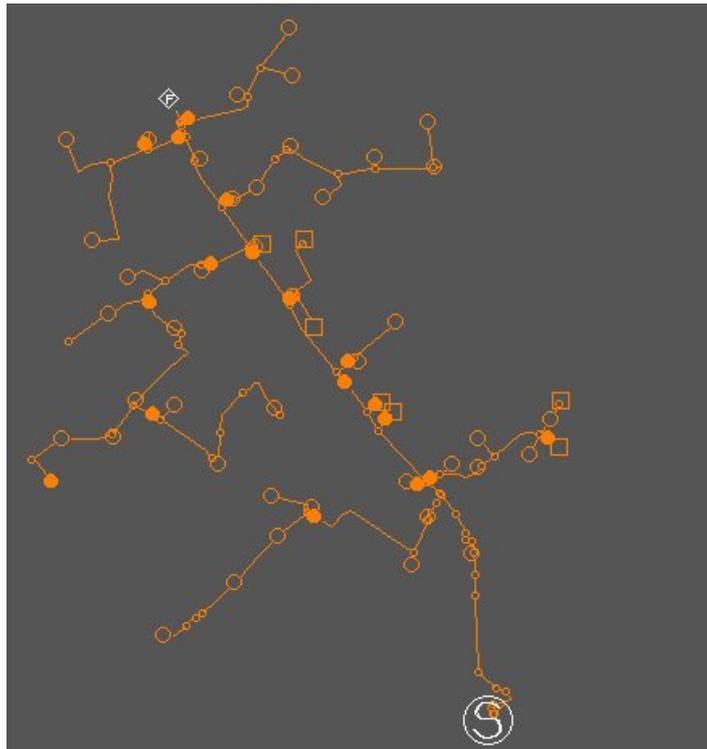


Figure A5 - 4 : Structure du départ rural C0202

Ses caractéristiques générales sont décrites ci-dessous.

Capacitif du départ (3 Io en A) (sous 20 kV)	22.78
Nb clients BT	898
Nb. clients HTA	7
Puissance apparente totale du départ (kVA)	2286
Chute de tension max (%)	1.06
Icc biphasé min. (A)	889
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	14.78
Longueur du chemin le plus long (km)	17.6
Longueur totale du départ (km)	55.2
Nb. d'organes de coupure télécommandés (dont Nb. DRR)	2 (0)

Tableau A5 - 6 : Caractéristiques du départ rural

2.2. Modélisation des éléments du départ

La modélisation est identique à celle effectuée pour le départ C0505.

2.3. Raccordement des unités de production en BT

- Départ BT type

Les caractéristiques des transformateurs DP alimentant les réseaux BT auxquels sont raccordés de la production sont les suivantes :

Sn (kVA)	160
Pertes à vide (W)	460
Pertes en charge ss In (W)	2350
Courant à vide (% In)	2.3
Tension primaire (kV)	20
Tension secondaire (V)	400
Tension de court-circuit (%)	4
Couplage	D y 11

Tableau A5 - 7 : Caractéristiques des transformateurs de distribution HTA/BT immergés dans l'huile

2.4. Contraintes de raccordement

Les contraintes de raccordement sont les mêmes que celles considérées pour les réseaux urbains :

2.5. Caractéristiques des GED

Les caractéristiques des GED raccordées en BT sont :

Alternateur synchrone 4 pôles, 50 Hz			
Un = 400 V		Sn = 100 kVA	
Xd	3500 %	X''d	7.7 %
Xq	2100 %	T''d	10 ms
X'd	12.8 %	X''q	9.8 %
T'd	100 ms	T''q	10 ms

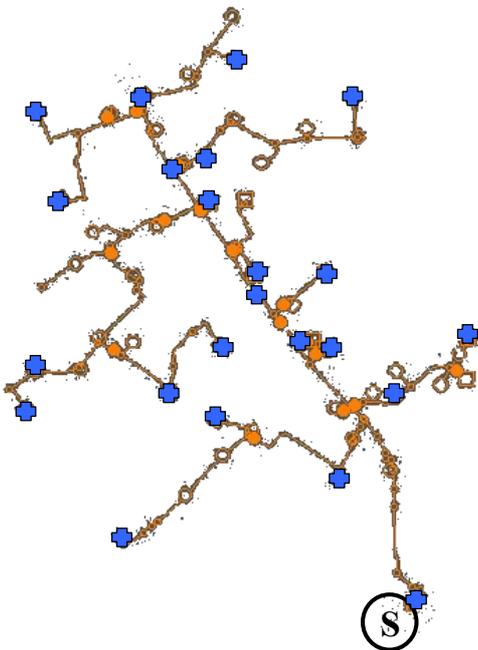
Tableau A5 - 8 : Caractéristiques d'un alternateur de 100 kVA (Données Leroy Sommer)

Remarque importantes :

- les unités de production sont considérées sans régulation de tension et avec une régulation de vitesse parfaite ($P_{méca} = P_{élec}$ à tout instant),
- le neutre producteur n'est pas relié à la terre (conformément à la réglementation).

2.6. Nœuds d'insertion de la GED

On a choisi d'insérer 23 moyens de production sur des départs BT. Le tableau suivant présente la localisation spatiale des GED ainsi que le nom des nœuds HTA où sont situés les départs BT contenant de la GED.

Schéma du départ avec les 23 GED	Noms des nœuds de raccordement
 <p>The diagram shows a complex network of brown lines representing high-voltage (HTA) lines. Numerous blue squares with a cross inside represent the 23 distributed generation (GED) units. A circled 'S' is located at the bottom right of the network, indicating a specific node or source.</p>	Sortie PS / RC 47 (35) 10/3 / 15/4 H6 41 (7) / H6 1 (5) H6 41 (6) / H6 18 (14) H6 18 (5) / H6 65 (1) H6 31 (8) / 30/8 15/4 / CH 18 (11) 10/3 / 230/59 H6 7 (3) / CH 21 (20) H6 19 (10) / H6 41 (1) H6 19 (28) / H6 28 (7) CH 54 (34)

Titre :

Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution

Résumé :

Les dérégulations du marché de l'énergie, suivies de nombreuses privatisations, et les désintégrations verticales ont amené une restructuration complète du secteur électrique avec de nouvelles formes d'organisation. L'ouverture des marchés de l'énergie ainsi que les développements technologiques des moyens de production de petite et moyenne puissance encouragent fortement cette évolution. Une méthodologie d'étude systématique de transmission d'impact entre la basse et moyenne tension est d'abord proposée, après un rapide état de l'art des différents impacts possibles. Le plan de tension est alors identifié comme l'impact le plus critique. Cette criticité est appuyée par des études quantitatives sur des réseaux typiques français, et confirmée par la littérature associée. Afin de solutionner cet impact, une recherche des moyens d'action sur le plan de tension du réseau de distribution ainsi que leur modélisation est réalisée. Les grandeurs de consigne des moyens de réglage disponibles étant discrètes ou continues, des outils spécifiques sont développées pour les coordonner. Cette coordination s'appuie sur des algorithmes d'optimisation développés en tenant compte de la spécificité inhérente aux grandeurs de réglage. Une méthodologie de choix ou de localisation optimale des moyens de réglage associés à une gestion du plan de tension est présentée. Enfin, des stratégies « décentralisées » de coordination des moyens de réglage et une proposition pour la validation expérimentale sont présentés, grâce à un simulateur temps réel, permettant de tester les stratégies de coordination et les moyens de communication nécessaires.

Mots clefs :

Impacts, Production Décentralisée, Coordination, Optimisation mixte, Algorithmes Génétique, Algorithmes Déterministes, Convergence Locale, Réseaux de Distribution

Title:

Distributed Generation Management in Distribution Networks

Abstract:

Deregulations of the energy market, followed by many privatizations, and vertical disintegrations brought a complete reorganization of the electric sector. The opening of the energy markets as well as the technological developments of the means of production of small and average power strongly encourage this evolution. A systematic methodology to study the transmission of impacts between the Low and Medium Voltage is initially proposed, after a quick state of the art of the various possible impacts. The voltage deviation is then identified as the most critical impact. This criticality is supported by quantitative studies on French typical networks, and is confirmed by the related literature. In order to solve this impact, a research of the means of action within tension of the distribution network and their modeling is carried out. As the manipulated variables of the means of adjustment available are discrete or continuous, specific tools are then developed to coordinate them. This coordination is pressed on optimization algorithms developed by holding account of inherent specificity with the manipulated variables. A methodology for the choice or optimal location of the adjustment means associated with a management of the voltage deviation is presented. Lastly, "decentralized" strategies of coordination for the means of adjustment and a proposal for an experimental validation are presented, thanks to a real time simulator, making it possible to test the strategies of coordination and the necessary means of communication.

Keywords:

Dispersed Generation, Coordination, Mixte Optimization, Genetique Algorithmes, Deterministic Algorithmes, Distribution Network
