



HAL
open science

Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande.

Yujun He

► To cite this version:

Yujun He. Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande.. Autre. CentraleSupélec, 2015. Français. NNT: 2015CSUP0005 . tel-01323017

HAL Id: tel-01323017

<https://theses.hal.science/tel-01323017>

Submitted on 30 May 2016

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.



CentraleSupélec



N° d'ordre : 2015-05-TH

CentraleSupélec

ECOLE DOCTORALE STITS

« Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »

THÈSE DE DOCTORAT

DOMAINE : SPI

Spécialité : Energie

Soutenue le 05 mars 2015

par :

Yujun HE

Titre de la thèse

**Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs.
Apport de la flexibilité de la demande**

Directeur de thèse : Jean-Claude VANNIER
Co-directeur de thèse : Marc PETIT

Professeur (CentraleSupélec)
Professeur adjoint (CentraleSupélec)

Composition du jury :

Président du jury : Demba DIALLO
Rapporteurs : Yvon BESANGER
Mario PAOLONE
Examineurs : Damien ERNST
Guillaume SANDOU

Professeur des universités (Université Paris-Sud)
Professeur des universités (INP Grenoble)
Full professor (EPFL)
Full professor (University of Liège)
Professeur (CentraleSupélec)

Table des matières

I.	Introduction Générale	6
1.1.	Contexte du réglage de tension dans un réseau de distribution actif	6
1.2.	Objectif du travail	6
1.3.	Organisation du mémoire	6
II.	Présentation de la régulation de tension dans le réseau de distribution	8
2.1.	Introduction générale	8
2.2.	Introduction du système électrique	8
2.2.1.	Production	9
2.2.2.	Réseau de transport	10
2.2.3.	Réseau de distribution	10
2.3.	Régulation de la tension dans les réseaux électriques	11
2.3.1.	Régulation de la tension dans les réseaux de transport	12
2.3.1.1.	Réglage primaire de tension.....	13
2.3.1.2.	Réglage secondaire de tension	13
2.3.1.3.	Réglage tertiaire de tension.....	13
2.3.2.	Régulation de la tension dans les réseaux de distribution	14
2.3.2.1.	Le régleur en charge au transformateur HTB/HTA	14
2.3.2.2.	Les bancs de condensateur	16
2.3.2.3.	Le dimensionnement	17
2.4.	Le raccordement des productions décentralisées et leurs impacts sur le réseau électrique	17
2.4.1.	Les types de DG.....	17
2.4.1.1.	Eolienne	18
2.4.1.2.	Photovoltaïque	18
2.4.1.3.	Cogénération (CHP).....	19
2.4.1.4.	Autres types.....	19
2.4.2.	Le raccordement de DG dans le réseau public.....	20
2.4.2.1.	Génératrice asynchrone à vitesse de rotation fixe.....	20
2.4.2.2.	Machine asynchrone à double alimentation	20
2.4.2.3.	Machine synchrone à aimants permanents.....	21
2.4.3.	le contrôle de DG local au raccordement dans le réseau HTA	22
2.4.3.1.	« Fit and forget » mode	22
2.4.3.2.	Contrôle du facteur de puissance fixé	22
2.4.3.3.	Contrôle avec un régleur de tension local	22
2.5.	Une étude du réglage de tension en présence de DG	23

2.5.1.	Le réglage de tension conventionnel.....	23
2.5.1.1.	La consigne du régleur en charge et le deadband.....	24
2.5.1.2.	Le contrôle du banc de condensateur	24
2.5.2.	Le contrôle local du DG.....	24
2.5.3.	Scénario numérique.....	25
2.5.4.	Résultats de test.....	26
2.6.	Conclusion.....	29
III.	Régulation optimale de la tension en présence des productions décentralisées (DG)	31
3.1.	Introduction.....	31
3.2.	L'état de l'art du contrôle de DG pour la régulation de tension	32
3.2.1.	Réglage de tension avec le contrôle local	32
3.2.2.	Réglage de tension avec le contrôle global	32
3.2.2.1.	Contrôle centralisé	33
3.2.2.2.	Contrôle décentralisé.....	35
3.3.	La régulation optimale de la tension avec le contrôle de DG	36
3.3.1.	Hypothèses sur le matériel et le logiciel	36
3.3.2.	Optimisation non-convexe de la tension	36
3.3.3.	Approximation avec le coefficient de sensibilité	37
3.3.3.1.	Coefficient de sensibilité du couplage V-Q	38
3.3.3.2.	Coefficient de sensibilité du couplage V-P	39
3.3.3.3.	Coefficient de sensibilité du couplage V-T.....	39
3.3.4.	Variables de contrôle et leur priorité à la participation du réglage de tension.....	39
3.3.5.	L'approche de l'optimisation PNM-D	40
3.3.5.1.	Formulation de l'optimisation OLTC	41
3.3.5.2.	Formulation de l'optimisation Q+OLTC	42
3.3.5.3.	Formulation de l'optimisation P+OLTC.....	43
3.3.5.4.	Convexification de la contrainte du courant	45
3.3.6.	Solution de l'optimisation.....	46
3.4.	Application Numérique	46
3.4.1.	Description du réseau test	47
3.4.2.	Les scénarii « snapshot » et leurs résultats numériques	48
3.4.3.	Le scénario temporel et ses résultats numériques	51
3.5.	Comparaison avec les contraintes de l'OLTC.....	55
3.5.1.	Contraintes pour limiter l'opération de l'OLTC	55
3.5.2.	Résultats numériques et comparaison	56
3.6.	Conclusion.....	60

IV.	Une approche alternative du réglage de tension : contribution du demand response	61
4.1.	Introduction	61
4.2.	Flexibilité de la charge pour le programme de « demand response »	62
4.2.1.	Caractéristiques de flexibilité pour les charges	63
4.2.1.2.	Contrôlabilité	64
4.2.1.3.	Acceptabilité	64
4.2.2.	Infrastructures générales ciblées au DR	64
4.2.2.1.	La chaîne de communication	64
4.2.2.2.	La chaîne de mesure	64
4.2.2.3.	La chaîne de contrôle	65
4.2.3.	La structure intelligente du DR	65
4.2.4.	Typologie des charges flexibles	66
4.2.4.1.	Charges thermiques	66
4.2.4.2.	Véhicules électriques (VE)	67
4.3.	Modélisation de la charge flexible pour participer au réglage de tension	69
4.3.1.	Modèle physique de « DR » d'un parc de charges thermiques	70
4.3.1.1.	Modèle d'un parc de charges thermiques	70
4.3.1.2.	Effet rebond (CLPU)	71
4.3.1.3.	Caractéristiques de l'effet rebond	73
4.3.1.4.	Les profils approximatifs de DR	73
4.3.2.	Contraintes du programme de DR	74
4.3.3.	Modèle de charge statique	74
4.3.3.1.	Le modèle ZIP polynômial	74
4.3.3.2.	Le modèle exponentiel	75
4.3.3.3.	Le modèle fréquentiel de charge	75
4.3.4.	Analyse de la sensibilité pour le couplage de la charge et la tension	75
4.3.4.1.	Matrice de sensibilité avec le modèle à P constante	75
4.3.4.2.	Matrice de sensibilité avec le modèle de charge ZIP	76
4.3.5.	Application numérique en comparaison des modèles ZIP	78
4.4.	Validation de la contribution du programme DR pour le contrôle de tension centralisé dans le réseau HTA	80
4.4.1.	Modélisation des charges thermiques avec le TLA	80
4.4.2.	Contrôle des charges avec la stratégie « file prioritaire »	84
4.4.3.	Formulation de l'optimisation avec le programme de DR	86
4.4.4.	Mise en œuvre logicielle	89
4.4.5.	Simulation d'un scénario temporel et ses résultats	90

4.4.6.	Evaluation de la faisabilité et analyse de valorisation.....	97
4.4.7.	Organisation des relations pour le programme de DR	99
4.5.	Conclusion.....	101
V.	Etude de cas : une stratégie de recharge décentralisée de VE en vue de soulager l'impact sur le plan de tension dans le réseau BT	102
5.1.	Introduction.....	102
5.2.	Le modèle de recharge des VE.....	102
5.3.	Algorithmes décentralisés pour le contrôle de tension	103
5.4.	Formulation de l'optimisation et la convergence des approches	104
5.5.	Simulations et résultats.....	106
5.6.	Conclusion.....	111
VI.	Conclusion générale et perspectives.....	112

I. Introduction Générale

1.1. Contexte du réglage de tension dans un réseau de distribution actif

Les productions décentralisées (DG) raccordées dans le réseau de distribution ont augmenté rapidement ces dernières années. L'accueil de ces productions a posé de nouveaux problèmes au gestionnaire puisque le réseau de distribution actuel n'était pas conçu pour ce changement. D'autre part, la consommation électrique est en augmentation dans le réseau actuel, en particulier les pointes de puissance (+30% depuis 2000 contre une augmentation de la consommation énergétique de 10% en France). Ces deux facteurs font que les réseaux de distribution risquent d'être de plus en plus contraints. Un des problèmes est que la contrainte de tension est plus compliquée, et celle-ci ne pourra être gérée par le seul réglage de tension conventionnel dans certains cas. Par conséquent, le nombre de DG raccordées dans le réseau de distribution est limité. Une méthode plus adaptée doit être mise en place pour maîtriser le plan de tension dans cette nouvelle configuration du réseau de distribution.

1.2. Objectif du travail

Cette thèse a pour objectif de proposer des solutions pour résoudre les contraintes de tension dans un réseau de distribution en présence des productions décentralisées. Les moyens de réglage de la tension sont constitués du régulateur en charge (OLTC), la régulation de la puissance réactive et la puissance active des DG, et éventuellement les charges flexibles. Le programme de « demand response » (DR) utilisant les charges thermiques est une solution potentielle pour participer au réglage de tension d'une façon moins coûteuse par rapport à la réduction de DG ou un investissement en dispositifs de stockage. Le travail de cette thèse consiste à faire la coordination de tous ces moyens de réglage de façon optimisée, et il permettra d'envisager un réglage de tension compréhensif dans les réseaux de distribution intelligents du futur pour améliorer leur fiabilité.

1.3. Organisation du mémoire

Le mémoire est organisé en cinq chapitres : le début commence par le chapitre II où le fonctionnement du système électrique est présenté et particulièrement ce qui concerne le réglage de tension dans le réseau électrique de distribution, via le régulateur en charge.

Différents types de productions décentralisées et leurs technologies pour se raccorder au réseau public sont présentés. Le raccordement des productions décentralisées peut affecter le profil de tension à cause du flux de puissance bidirectionnel et de leur caractère d'intermittence. Une étude de cas est menée sur le réglage de tension conventionnel en présence des productions décentralisées et elle a montré que l'utilisation du régulateur en charge ne peut pas être suffisante pour régler la tension dans la plage admissible. Il faut envisager d'autres solutions pour participer au réglage de tension.

Dans le chapitre III, le contrôle de tension coordonné est discuté : il existe deux structures centralisée et décentralisée pour mettre en place un contrôle coordonné entre différents acteurs. Une approche par l'optimisation centralisée concernant le régulateur en charge et la régulation de puissance

de DG est présentée. Dans cette approche, les optimisations de la puissance réactive et de la puissance active du DG sont découplées. La contrainte de tension est levée initialement par le régleur en charge, puis une coordination entre le régleur en charge et la puissance réactive du DG. Si ces solutions sont insuffisantes, il faut finalement réduire la puissance active du DG pour lever la contrainte de tension. L'approche proposée a été effectuée avec un réseau test avec plusieurs départs, et la performance de cette optimisation est analysée.

Dans le chapitre IV, la flexibilité de la charge dans le réseau est représentée pour participer au réglage de tension. En effet, la gestion de la charge flexible ou dite programme de « demand response » (DR) pourrait être une alternative moins coûteuse et/ou contraignante par rapport à la réduction de la puissance active du DG. Ensuite deux typologies de charges flexibles, la charge thermique et le véhicule électrique, sont présentées. En modélisant le comportement des charges thermiques en foisonnement, il est montré que si l'effacement des charges thermiques est effectué, il faut tenir compte d'un pic de consommation nommé « cold load pick-up » (CLPU) qui suit la remise en route des charges à cause du phénomène de synchronisation des charges. De ce fait, d'abord un modèle simplifié de DR nommé « profil type » est utilisé pour prévoir l'impact de CLPU. Puis une stratégie « file prioritaire » est proposée pour piloter la puissance des charges avec un moindre effet du CLPU et moins d'impacts sur le confort des utilisateurs. Le couplage de la tension/puissance en régime permanent est également analysé avec un modèle de charge de type ZIP (trois composantes : impédance constante, courant constant et puissance constante).

Ensuite une méthodologie avec l'optimisation est proposée pour planifier le programme de DR afin de contribuer au réglage de tension. L'optimisation a pour objectif de minimiser l'impact de DR sous les contraintes du système électrique et de la disponibilité des charges flexibles. Cette approche permet d'améliorer la performance du réglage de tension et par conséquent de maintenir le plus possible la puissance active de DG. Une évaluation statistique de la performance est analysée.

Dans le chapitre V, une étude de cas est menée sur la recharge des véhicules électriques (VE) dans le réseau BT. Le but de cette étude est de minimiser l'impact sur la tension du réseau BT lors de la recharge des VE, ce qui fait un lien avec les autres parties du mémoire. Un mécanisme itératif de l'optimisation décentralisée est proposé. Différentes fonctions objectif sont comparées en termes de convergence. Cette approche décentralisée est aussi comparée avec une approche locale. La performance de ces méthodologies de recharge sur le plan de tension est analysée.

Les conclusions et perspectives de l'étude présentée dans ce mémoire sont données dans le chapitre VI.

II. Présentation de la régulation de tension dans le réseau de distribution

2.1. Introduction générale

Le système électrique est organisé d'une manière hiérarchisée qui comprend trois composantes principales : production, réseau de transport ainsi que réseau de distribution. Le secteur de production fournit l'énergie électrique produite par des centrales, cette énergie est ensuite transmise par le réseau de transport et puis délivrée aux consommateurs finaux au travers du réseau de distribution. Le réseau de distribution est dit « passif » dans le sens où le flux de puissance est toujours unidirectionnel le long des départs alimentés par le poste source. Depuis plusieurs années, les productions décentralisées (*distributed generation* ou DG) sont de plus en plus raccordées dans le système électrique, notamment dans le réseau de distribution, rendant ce dernier plus actif en modifiant les flux de puissances qui peuvent devenir bidirectionnels. Dans un réseau de distribution conventionnel (sans DG), la tension baisse le long du départ, avec un point haut au jeu de barres. Cette situation peut être changée avec le raccordement des DG, voire affecter le bon fonctionnement du réglage de tension, ce qui va poser des problèmes au gestionnaire pour le pilotage du réseau.

Ce chapitre est organisé en quatre parties. Après un bref rappel de l'introduction du système électrique, une description plus détaillée sur la régulation de tension au sein du réseau électrique est donnée en deuxième partie. Les productions décentralisées ainsi que leur raccordement dans le réseau public sont ensuite présentés. La problématique du réglage de tension en présence de DG dans le régime permanent est donnée avec une simulation du réseau test. Enfin une brève conclusion est présentée en dernière partie.

2.2. Introduction du système électrique

Le système électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. L'énergie électrique peut être produite non seulement à partir de sources traditionnelles telles que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, mais aussi des sources renouvelables comme l'hydraulique, le vent, le soleil, la biomasse, ...Le réseau électrique a pour mission de connecter les centres de production et les consommateurs d'électricité. Du point de vue physique, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension: le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. Un schéma du système électrique représente cette organisation en figure 2.1, avec une structuration des niveaux de tension dans le cas de la France :

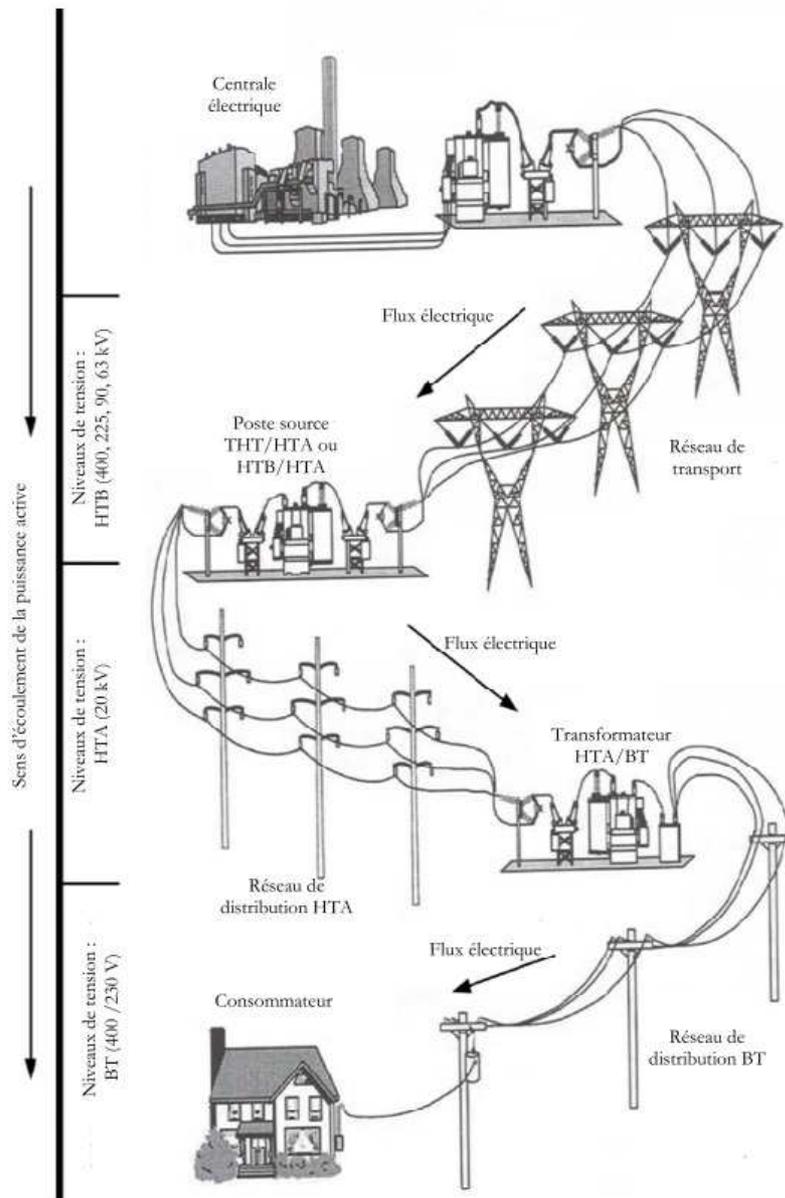


Figure II-1. Le système électrique

2.2.1. Production

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. Un site de production est généralement composé d'un ou plusieurs alternateurs synchrones et connecté sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. La gamme de puissance active pour les groupes centralisés varie de quelques dizaines de MW pour les petites centrales hydrauliques à plus d'un GW pour les centrales nucléaires les plus puissantes (1800MW pour les EPR en construction).

Depuis une dizaine d'années, les énergies renouvelables (EnR) représentent une part croissante de la production d'électricité dans le monde, avec des pays leaders (en figure II-2) [IEA, 2012]. Ces

énergies sont souvent produites par des générateurs décentralisés à petite échelle par rapport aux centrales traditionnelles et connectées aux réseaux de distribution au lieu des réseaux de transport.

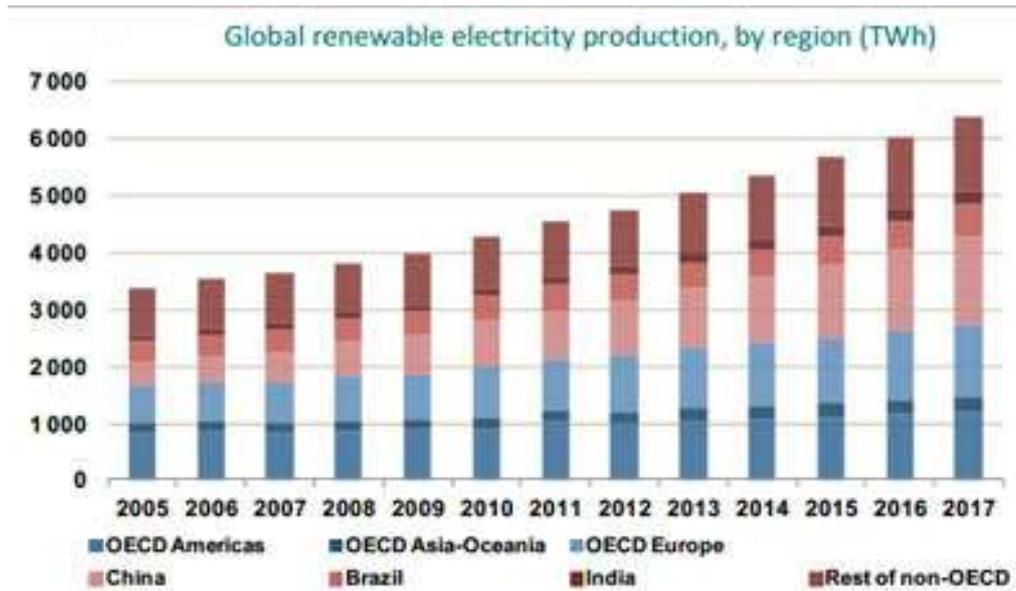


Figure II-2. Accroissement d'EnR dans le monde

2.2.2. Réseau de transport

Le réseau de transport achemine l'électricité depuis son lieu de production jusqu'au réseau de distribution, et assure l'interconnexion avec les réseaux des pays voisins. La plupart des réseaux de transport sont en courant alternatif (CA) triphasé, toutefois le besoin de liaisons à longue distance ou sous-marines contribue au développement de liaisons HVDC puis à terme de réseaux HVDC.

Le réseau de transport français est structuré en plusieurs niveaux de tension, de 63 kV à 400kV (appellation « haute tension B, HTB »). On retrouve la même structuration dans tous les pays, même si les niveaux de tension les plus élevés peuvent différer (avec des tensions de 500kV, 750kV voire plus). Pour la plaque européenne (zone ENTSOe) le niveau le plus élevé est 400kV. Il a toujours une topologie maillée pour améliorer la sécurité de fonctionnement avec le critère usuel $N-1$.

En Europe, de l'Espagne à la Pologne, tous les gestionnaires des réseaux de transport réunis sous la bannière de l'ENTSOe assurent ensemble la gestion globale du réseau de transport européen. Ces interconnexions à l'échelle européenne permettent de créer une solidarité entre les partenaires en mutualisant les réserves lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production. Elle favorise également les échanges commerciaux entre pays.

2.2.3. Réseau de distribution

Un réseau de distribution est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs d'électricité. Il achemine l'énergie électrique d'un réseau de transport ou un réseau de répartition aux transformateurs desservant les clients locaux. Ils sont composés de postes source (avec les transformateurs, les équipements de compensation, et ceux de protection et contrôle-commande), et de lignes aériennes ou souterraines. Le réseau de distribution dessert parfois directement des clients

industriels (en France la limite supérieure pour la connexion d'une charge en HTA est environ 10 MW).

La tension des réseaux de distribution se situe normalement entre 50 kV et 400V. Ils sont constitués de deux niveaux d'appellation : « haute tension A » (HTA) et « basse tension » (BT). Le réseau HTA en France est majoritairement au niveau 20kV et une part en 15kV. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

Un réseau de distribution a généralement une structure radiale, chaque départ raccordé au jeu de barres du poste source dessert un « arbre » se subdivisant à plusieurs reprises (avec des artères principales et secondaires) avant d'atteindre les transformateurs de distribution. Ces réseaux radiaux peuvent se rejoindre en des points d'interconnexion normalement ouverts : ils permettent de reconfigurer le réseau suite à un défaut afin de limiter le nombre de clients hors tension.

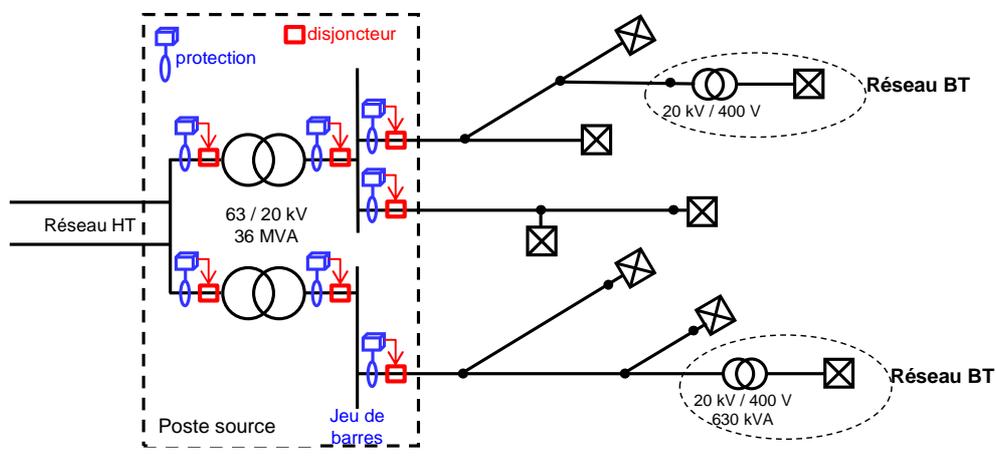


Figure II-3. Description d'un réseau radial

2.3. Régulation de la tension dans les réseaux électriques

La tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques. Une tension trop haute peut endommager le matériel. À puissance égale, une tension trop basse induit un courant plus élevé, donc des pertes par effet Joule plus importantes auxquelles s'ajoutent des risques de surintensité et de destruction du matériel. Sur- et sous-tension peuvent aussi provoquer des problèmes de fonctionnement de l'équipement raccordé au réseau. La régulation de la tension répond aux trois exigences suivantes :

Satisfaire les utilisateurs : les plages de tension définies dans les contrats d'accès au réseau public conditionnent le dimensionnement des installations de consommation et de production, et le respect de ces plages permet le bon fonctionnement de ces installations. Le non-respect de ces plages

contractuelles peut conduire au déclenchement des installations des utilisateurs par fonctionnement de protections.

Assurer la sûreté de fonctionnement du système : un réglage efficace de la tension ainsi que des capacités constructives suffisantes en puissance réactive sur les groupes limitent le risque d'effondrement en tension tels que ceux qu'ont connus la Belgique en 1982 et l'Ouest de la France et le Japon en 1987.

Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels : des tensions trop hautes entraînent le vieillissement ou la destruction des matériels, des tensions trop basses provoquent des surcharges dans les lignes, perturbent le bon fonctionnement des protections et des régleurs en charge des transformateurs et affectent le fonctionnement des auxiliaires des installations de production.

La variation de tension est provoquée par de nombreux facteurs : les variations lentes liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire ou quotidienne de la consommation, et les variations plus rapides liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

2.3.1. Régulation de la tension dans les réseaux de transport

Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui est constitué de trois niveaux distincts représentés en figure II-4 (voir [T. Margotin *et al.*, 2006]) les réglage primaire, secondaire et tertiaire.

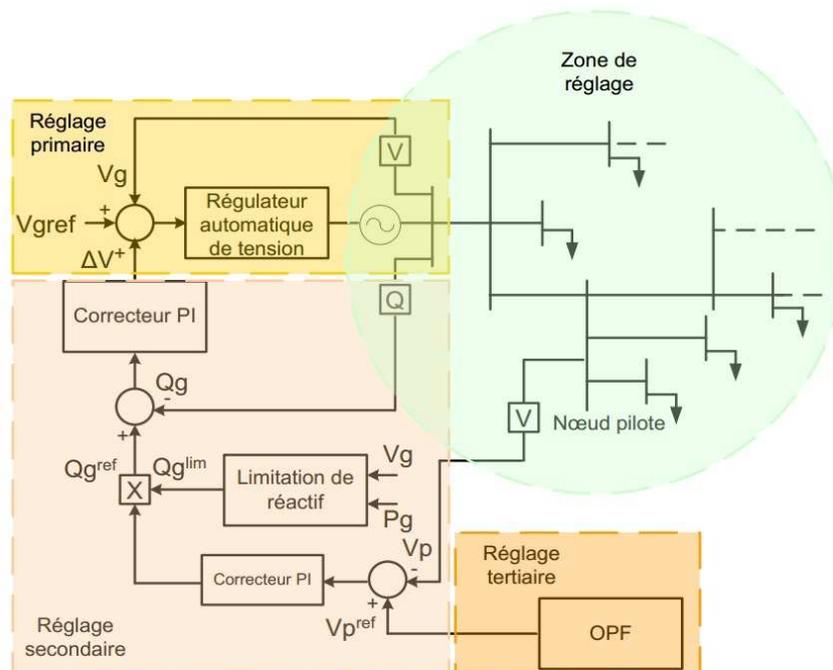


Figure II-4. Réglage hiérarchisé de tension

V_g et V_g^{ref} sont la tension mesurée et la référence de l'alternateur;

Q_g et Q_g^{ref} sont la puissance réactive mesurée et la référence de l'alternateur;

V_p et V_p^{ref} sont la tension mesurée et la référence du nœud pilote.

2.3.1.1. Réglage primaire de tension

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs maintiennent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Cette valeur est fixée par le gestionnaire du réseau. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous-excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Son temps de réaction est de quelques centaines de millisecondes.

2.3.1.2. Réglage secondaire de tension

Le principe du réglage secondaire de tension consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « nœud pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone. Le réglage secondaire a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion entre chaque zone, et de maintenir la tension aux nœuds pilotes de chaque zone à sa valeur de consigne.

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute.

2.3.1.3. Réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB/HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires.

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

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

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

2.3.2. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution

La régulation de la tension dans les réseaux de distribution est relativement plus simple puisque le gestionnaire du réseau de distribution manque d'informations nécessaires sur son réseau (peu de capteurs installés, d'où les travaux actuels sur l'estimation d'état). Normalement il ne peut piloter que la tension au jeu de barres HTA à l'aide du régleur en charge et compenser, avec les bancs de condensateurs, la puissance réactive prélevée sur le réseau HTB amont pour limiter la chute de tension dans le transformateur. La régulation de tension sur tout le réseau nécessite des mesures abondantes réparties dans le réseau et les moyens de réglage le long des départs. L'évolution de cette régulation progresse dans le contexte du réseau de distribution intelligent.

2.3.2.1. Le régleur en charge au transformateur HTB/HTA

Le régleur au sein du transformateur est un système électromécanique qui permet d'ajuster le rapport de transformation en ajoutant, ou retranchant, quelques spires de réglage en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Cet ajustement peut être réalisé en charge, comme c'est souvent le cas sur de gros appareils, ou hors charge. Les régleurs en charge sont plus complexes que les commutateurs hors tension, mais ils permettent de stabiliser le réseau en maintenant une tension quasi-constante. Le régleur en charge (*On-Load Tap Changer* ou OLTC) installé au transformateur HTB/HTA est le moyen de réglage de la tension le plus utilisé dans le réseau de distribution HTA. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barre HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Un régleur en charge typique possède 17 prises (8 à la hausse et 8 à la baisse) avec le pas 0.625%, c'est-à-dire qu'il permet de modifier le rapport de tension dans l'intervalle $\pm 5\%$.

Le fonctionnement dynamique du régleur en charge s'illustre par la figure II-5 [Richardot, 2006]. Si la tension mesurée dépasse le seuil de plage admissible, le premier changement de prise se fait avec un retard Δt_1 d'une minute, pour éviter des manœuvres excessives non-nécessaires due aux fluctuations transitoires lors de la connexion ou déconnexion des charges importantes. Dès que le premier changement a lieu, le retard Δt_2 est réduit à 10s pour les changements de prise suivants si nécessaire.

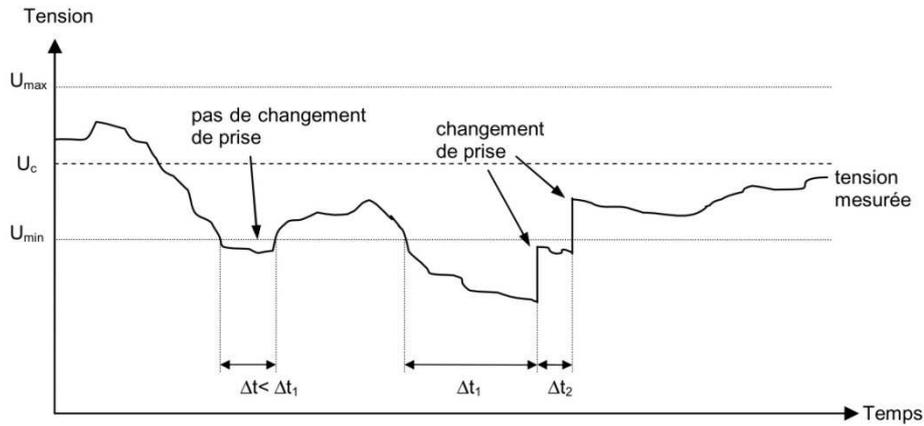


Figure II-5. La dynamique du régulateur en charge

Le régulateur en charge permet de tenir la tension dans une plage prédéfinie autour la consigne de tension:

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max} \quad (2-1)$$

$$U_{\min} = U_c - DB/2 \quad (2-2)$$

$$U_{\max} = U_c + DB/2 \quad (2-3)$$

où DB est le deadband, U_c est la consigne de tension.

En général, la consigne du régulateur en charge est liée à la tension au jeu de barre HTA. Mais celle-ci peut aussi être liée à la tension à l'extrémité du départ, à l'aide d'un compoundage de la chute de tension (*Line Drop Compensation* ou LDC). Le circuit électrique du compoundage est représenté en figure II-6. La technique de compoundage augmente le niveau de tension au jeu de barre en tenant compte de la chute de tension le long du départ. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau éloigné du poste de source en situation critique.

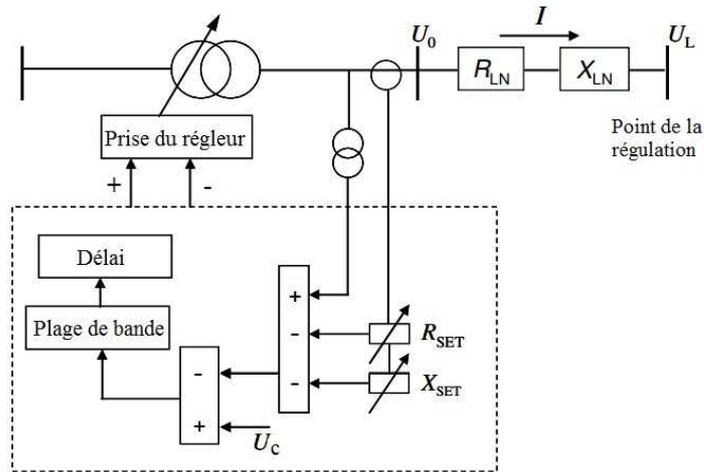


Figure II-6. La dynamique du régleur en charge

La tension U_L au point de la régulation et la déviation de tension U_{dev} sont données par les équations suivantes.

$$U_L = U_0 - I \cdot (R_{LN} \cos \phi + X_{LN} \sin \phi) \quad (2-4)$$

$$U_{dev} = U_c - U_L \quad (2-5)$$

où U_0 et I sont respectivement la mesure de tension et de courant au jeu de barres, $R_{LN} + j \cdot X_{LN}$ est le modèle pour l'impédance de la ligne, $\cos \phi$ est le facteur de puissance des charges, U_c est la consigne de tension. En réglant bien la valeur de rhéostat R_{SET} et X_{SET} , Le régleur en charge peut fonctionner correctement avec le compoundage.

En pratique, la plupart des régleurs en charges sont exploités sans activer la fonction du compoundage afin de simplifier le fonctionnement et d'éviter les erreurs non-nécessaires. En effet, les paramètres des charges et l'impédance de la ligne peuvent affecter la performance du compoundage s'ils ne sont pas configurés correctement. De ce fait, il n'est pas considéré dans notre étude de cette thèse.

2.3.2.2. Les bancs de condensateur

Les bancs de condensateur installés au poste source permettent d'injecter la puissance réactive au jeu de barres. La puissance réactive injectée est exprimée par l'équation 2-6.

$$Q_C = Q_N \cdot U_C^2 \quad (2-6)$$

Où Q_C est la puissance réactive injectée par le condensateur en MVar, Q_N est la valeur nominale du condensateur en MVar, U_C est la tension du condensateur en pu.

La puissance réactive injectée par le condensateur est capable de compenser la puissance réactive transférée via le transformateur et donc réduire le transit de puissance réactive depuis le réseau amont. La compensation par les bancs de condensateurs permet d'améliorer le facteur de puissance

vis-à-vis du réseau de transport et donc d'y réduire les chutes de tension. Cela permet aussi de diminuer les pertes actives du réseau de transport puisqu'il y a moins de transits de courant.

La manœuvre des condensateurs se fait lorsque la consommation de charges est à son maximum (en état ON) et à son minimum (en état OFF). Généralement le gestionnaire du réseau peut enclencher 1 à 3 bancs par jeu de barres. Le contrôle des bancs de condensateurs est géré par le planning quotidien du gestionnaire et la fréquence de son changement est très limitée (une fois par jour voire beaucoup moins) pour réduire l'usure de dispositif. Les condensateurs sont des moyens de compensation et non de pilotage de la tension. De ce fait, le condensateur n'est pas un moyen fiable pour répondre à une variation rapide du profil de tension due au caractère intermittent de la production décentralisée. Il n'est aussi pas fait pour cela car l'enclenchement d'un banc de condensateur dégrade la qualité de l'énergie à cause de sursensions transitoires.

2.3.2.3. Le dimensionnement

Actuellement, il n'y a pas de moyens pour tenir la tension sur le réseau de distribution à part au jeu de barres du poste source. Le respect des niveaux de tension dépend donc du dimensionnement à savoir les longueurs des départs et les caractéristiques des clients (puissance active et facteur de puissance). Par exemple une charge importante est toujours raccordée à proximité du poste. Au besoin cela peut parfois conduire à la construction de postes supplémentaires.

2.4. Le raccordement des productions décentralisées et leurs impacts sur le réseau électrique

Les réseaux de distribution ont été conçus et sont exploités pour un flux d'énergie transitant du poste vers les utilisateurs. Ce choix a des conséquences sur la gestion de la tension et sur le plan de protection. Le raccordement de productions décentralisées (*Distributed Generations* ou DG) modifie cette caractéristique fondamentale. Le terme « production décentralisée » qualifie toute production électrique de faible puissance raccordée au réseau public de transport en HTB1 ou de distribution (en HTA ou en BT). On se limite ici à la production décentralisée raccordée au réseau public de distribution à tension moyenne (HTA). Le raccordement de DG a augmenté très rapidement ces dernières années et elles représentent une part non-négligeable de la production. Elles jouent un rôle de plus en plus important pour le développement durable. Cependant les contraintes de raccordement dans le réseau électrique vont limiter leur taux de pénétration [Robyns *et al.*, 2012]. Dans cette partie les différents types de DG et leurs caractéristiques seront d'abord détaillés, puis leur raccordement dans le réseau HTA et l'impact sur le fonctionnement du réseau sont présentés.

2.4.1. Les types de DG

Les productions décentralisées (DG) sont généralement liées aux énergies renouvelables, telles que l'éolienne, l'énergie solaire ou l'hydraulique. Le type d'énergie primaire peut déterminer les caractéristiques de la DG raccordée dans le réseau public comme les suivantes.

- **Décentralisé** : la DG est dit décentralisé à cause de sa faible production par rapport à des centrales traditionnelles. De ce fait, la DG est raccordée dans le réseau de distribution plutôt

que dans le réseau de transport, et les énergies produites par la DG sont plutôt consommées par les charges dans le réseau local.

- **Renouvelable** : ce terme désigne une source d'énergie qui se constitue ou se reconstitue plus rapidement qu'elle n'est utilisée. Les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes.
- **Intermittent** : la production d'énergie renouvelable est généralement intermittente à cause de la nature incertaine de la ressource (soleil, vent, déchets,...). C'est-à-dire que cette production ne peut fournir une sortie constante vers le réseau, et la valeur de sortie est variable.
- **Non-dispatchable** : si la DG est intermittente, le gestionnaire du réseau ne peut effectuer un dispatching avec ces productions. Il faut prévoir d'autres productions telles que le pompage-turbinage ou des turbines à combustion pour compenser la DG.

Différentes technologies de DG basées sur la source d'énergies renouvelables, sont présentées ci-après.

2.4.1.1. Eolienne

Un générateur d'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique et puis en énergie électrique. L'éolienne joue un rôle clé dans la production d'électricité des énergies renouvelables. En 2012, l'énergie éolienne a confirmé son statut de 2e source d'électricité renouvelable après l'hydroélectricité (3500TWh) : avec une production mondiale de 534,3 TWh, elle représente 11,4 % de la production d'électricité renouvelable et 2,4 % de la production totale d'électricité [Observ'ER, 2013].

Une éolienne se compose de quatre parties principales : la fondation, qui permet de fixer l'ensemble de la structure ; le mât ; la nacelle, fixée au sommet du mât, qui contient le générateur et le rotor ; les pales, en général au nombre de trois afin d'optimiser le rendement, dont l'axe de rotation correspond au centre de la nacelle. Le fonctionnement d'une éolienne est comme cela : le vent actionne les pales ; cette rotation fait tourner le rotor de l'alternateur, ce qui produit donc de l'énergie électrique. En général, il suffit d'un vent d'une dizaine de kilomètres à l'heure pour mettre les pales en mouvement.

Fin 2013, la France disposait de plus de 600 parcs éoliens avec une puissance unitaire de 2MW par turbine. Ces parcs représentent une puissance installée de quelque 8100 MW. En 2013, la part de l'éolien dans le mix énergétique français représentait environ 3% de la production totale d'électricité avec 15.9TWh. En France le taux de charge moyen est de 23%, avec parfois des pointes à 80% [RTE, 2013]. Afin de maximiser leur taux de charge, il est nécessaire d'étudier précisément le lieu d'implantation des éoliennes. Souvent placées sur des zones dégagées, les éoliennes vont également être implantées en pleine mer : on les appelle alors éoliennes offshore (en France des appels d'offre ont eu lieu pour un total de 6000MW). Les éoliennes offshore (6 à 8MW par turbine) profitent d'un vent plus fort et plus régulier, et elles fonctionnent ainsi à pleine puissance plus longtemps.

2.4.1.2. Photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique renouvelable (hors énergie consommée par la fabrication du panneau), produite à partir du rayonnement solaire. La cellule photovoltaïque

est le composant électronique de base, utilisant l'effet photoélectrique. Plusieurs cellules reliées entre elles forment un module solaire photovoltaïque ; plusieurs modules regroupés forment une installation solaire produisant une électricité qui peut être utilisée sur place, ou alimenter un réseau de distribution.

Grace à la recherche et l'investissement dans le secteur du photovoltaïque ces dernières années, le prix de la cellule diminue constamment et le rendement progresse. Ceci engendre une augmentation brusque dans le monde. En 2013, la puissance des nouvelles installations solaires photovoltaïques a dépassé 38,4 GW, contre 30 GW en 2012 (+28 %) ; la Chine a été le principal marché avec 11,8 GW (31 % du marché mondial), suivie par le Japon (6,9 GW) et les États-Unis (4,8 GW) ; en Europe, 11 GW ont été raccordés au réseau électrique (29 % du marché mondial) contre 17,7 GW en 2012 (55 %) et plus de 22,4 GW en 2011 (74 %) ; l'Allemagne est restée en tête des marchés européens avec 3,3 GW, suivie par le Royaume-Uni (1,5 GW), l'Italie (1,4 GW), la Roumanie (1,1 GW) et la Grèce (1,04 GW) [ADEME, 2013].

La production photovoltaïque dépendant directement de l'ensoleillement, elle est très fluctuante selon la condition de météo. La production photovoltaïque peut être prévue avec une assez bonne précision grâce à des modèles informatiques croisant les prévisions météorologiques détaillées par régions avec la localisation des installations PV : en France, le modèle Préole de RTE effectue ces calculs à partir des prévisions de Météo France à 3 jours ; cela permet d'anticiper les mesures d'adaptation à prendre pour compenser les variations de la production photovoltaïque [RTE, 2013]. Le CEA-INES a aussi développé des modèles de prédiction à partir de données météo et du déplacement des nuages [Steadysun, 2014].

2.4.1.3. Cogénération (CHP)

La cogénération (*combined heat and power* ou CHP) est la production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans la même centrale. Le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur utile, la chaleur étant issue de la production électrique. Plus généralement, un cogénérateur valorise une forme d'énergie habituellement considérée comme un déchet et inexploitée. L'idée de cogénération repose sur le fait que la production électrique dégage une grande quantité de chaleur à température moyenne, habituellement dissipée dans l'environnement. En réponse à une demande thermique (chauffage, eau chaude sanitaire, processus industriel, etc.), elle propose de valoriser la chaleur du cycle de génération électrique comme source thermique.

Le niveau de puissance thermique de tels systèmes est adapté au niveau des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire par exemple d'un bâtiment. Il s'agit donc d'un système de production d'énergie décentralisé. Le bâtiment qui en est équipé peut se passer de tout autre moyen de chauffage ou de connexion à un réseau de chaleur. L'électricité produite peut être consommée localement, être délivrée partiellement ou totalement sur un réseau public d'électricité. Un avantage important de ce type de cogénération, dans le cas d'une mise en réseau, est que la production d'électricité se fait en hiver, en coïncidence avec la pointe de la demande. De plus, la cogénération ne dépend pas de facteurs climatiques en chauffant l'habitat.

La cogénération est dispatchable puisqu'elle n'utilise pas l'énergie renouvelable, elle permet aussi de réaliser des économies significatives tout en ayant un impact carbone neutre.

2.4.1.4. Autres types

Il y a aussi des types de DG et énergies renouvelables tels que l'énergie biomasse, la micro-hydraulique, la géothermie et les énergies marines. Ils seront amenés à représenter une part de plus en plus importante des énergies produites dans le système électrique pour atteindre l'objectif de réduction des énergies fossiles.

2.4.2. Le raccordement de DG dans le réseau public

La technologie pour le raccordement de la DG dans le réseau électrique a pour but d'extraire la puissance maximale des ressources renouvelables compte tenu de leur variabilité. Compte-tenu du fait que ces énergies renouvelables sont principalement l'éolien et l'énergie solaire, nous présentons les technologies qui les concernent. Au lieu de connecter directement la génératrice au point de la connexion, la plupart de technologies emploie une interface d'électronique basée sur le convertisseur spécifique. Cette interface basée sur le convertisseur permet de réaliser une régulation des puissances active et réactive de la DG selon la consigne prédéfinie. Le moyen de réglage de la DG dépend du type de machine ainsi que l'interface. Quelques types de génératrice pour l'éolienne sont présentés dans la suite.

2.4.2.1. Génératrice asynchrone à vitesse de rotation fixe

La machine asynchrone d'induction est plus utilisée pour l'éolienne à petite échelle. Elle peut fonctionner à vitesse de rotation quasi-fixe quand le stator est connecté directement au réseau de distribution et le rotor est en court-circuit. Les machines asynchrones à vitesse fixe doivent fonctionner au voisinage de la vitesse de synchronisme car la fréquence est imposée par le réseau : la vitesse du rotor est presque constante. La structure de cette génératrice est représenté en figure II-7.

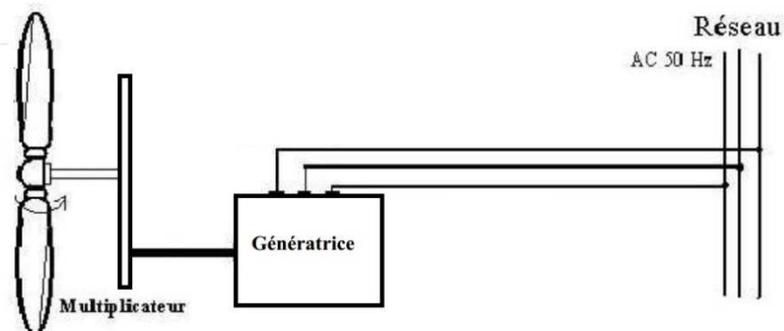


Figure II-7. La génératrice à vitesse constante

Les avantages de ce type de raccordement sont certains : elle est simple et utilisée depuis longtemps ; et elle est économiquement plus intéressante. Cependant, l'énergie électrique produite par la génératrice asynchrone est de moindre qualité et entraîne des perturbations sur le réseau. De plus, elle ne convient pas pour être appliquée à une grande échelle de production. Ce type de raccordement est remplacé progressivement par d'autres moyens par exemple la machine asynchrone à double alimentation.

2.4.2.2. Machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA ou DFIG en anglais) est un générateur à induction à rotor bobiné représenté en figure II-8. Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé de distribution alors que les enroulements du rotor sont reliés aux convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant : la puissance traversant ces convertisseurs peut alors être absorbée ou produite par la machine, selon le mode de fonctionnement. Le condensateur entre les deux convertisseurs représente le bus continu. Le transformateur élévateur de tension permet le raccordement au réseau de distribution.

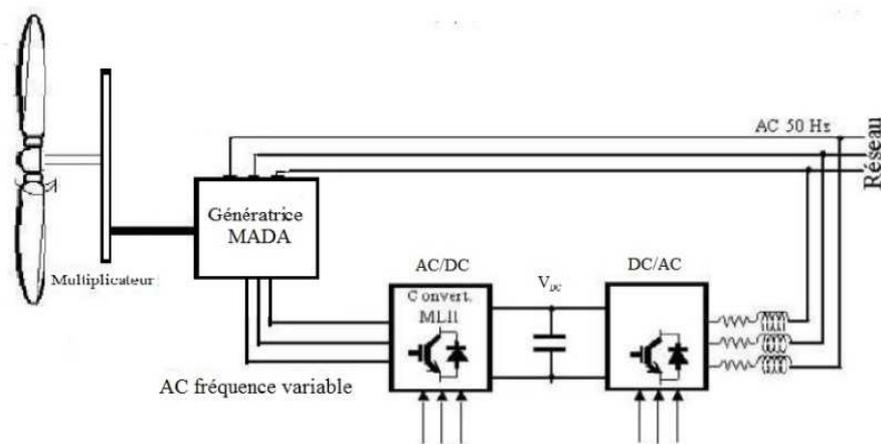


Figure II-8. La machine asynchrone à double alimentation

Le système de la MADA permet de régler la vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent. La MADA permet un fonctionnement en génératrice hyposynchrone et hypersynchrone. On arrive ainsi à extraire le maximum de puissance possible. La vitesse variable permet à l'éolienne de fonctionner sur une plus large plage de vitesses de vent et de pouvoir tirer le maximum de puissance possible pour chaque vitesse de vent.

- fonctionnement en hyposynchrone (vitesse de rotation inférieure à la vitesse de synchronisme)
- fonctionnement en hypersynchrone (vitesse de rotation supérieure à la vitesse de synchronisme)

Il est possible de réguler la puissance réactive de la génératrice MADA en régulant le courant du convertisseur côté réseau.

2.4.2.3. Machine synchrone à aimants permanents

La machine synchrone peut être aussi employée comme la génératrice d'éolienne pour fonctionner à vitesse variable. La figure II-9 représente la structure de cette machine qui se connecte indirectement au réseau AC avec un intermédiaire des convertisseurs AC/DC et DC/AC. Le convertisseur AC/DC transforme l'énergie électrique en courant alternatif produite par l'alternateur d'éolienne en énergie en courant continu et puis le convertisseur DC/AC la transforme de nouveau en courant alternatif avec une fréquence imposée par le réseau AC public. Cette structure est de plus

en plus utilisée car elle permet de réduire la taille de la boîte de vitesse (Gearbox) ce qui améliore la fiabilité. Ce point est très important pour les turbines offshores.

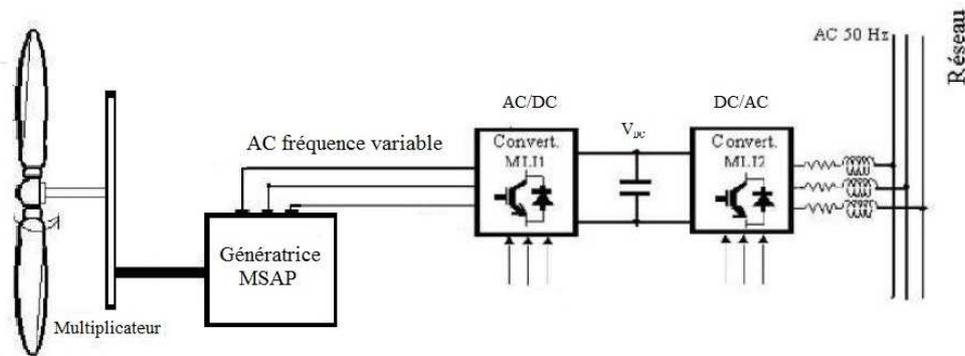


Figure II-9. La machine synchrone à aimants permanents

2.4.3. le contrôle de DG local au raccordement dans le réseau HTA

Pour les technologies d'éolienne à base de convertisseur, il est possible de réguler la puissance réactive en modifiant la consigne du convertisseur. Quelques moyens du réglage de puissance réactive sont présentés dans la suite.

2.4.3.1. « Fit and forget » mode

Le terme « fit and forget » signifie que l'agrégateur n'applique aucun contrôle à la DG au-delà de son installation jusqu'à la fin du cycle de vie. Elle est tout-à-fait passive et ne peut fournir la tenue de tension au réseau. Ce mode est très répandu dans le monde parce qu'il est simple et n'a pas besoin d'investissements supplémentaires. La DG dans ce cas-là est considérée comme une charge négative. Le facteur de puissance de l'installation dépend de ses propres caractéristiques et ne peut être contrôlé.

2.4.3.2. Fonctionnement à facteur de puissance fixe

Le fonctionnement à facteur de puissance (FP) fixe consiste à contrôler le facteur de puissance de la DG à une valeur constante. Il peut être unitaire si la DG n'échange aucune puissance réactive. En général la DG fonctionne avec un FP inductif pour éviter le problème de montée de tension dû à la puissance active injectée par DG. Un désavantage de ce contrôle est l'augmentation des pertes Joules par rapport à $Q=0$. Si la tension aux bornes de DG est loin de la limite réglementaire, il n'est pas nécessaire d'échanger la puissance réactive.

2.4.3.3. Contrôle avec un régulateur de tension local

Parfois la DG est équipée d'un régulateur de tension local qui permet de maintenir la tension à ses bornes autour d'une consigne fixée par son gestionnaire local. Le moyen de fonctionnement du

régleur de tension local dépend du type de DG. Pour une génératrice synchrone à petite échelle, le contrôle se fait par le courant d'excitation du rotor. Pour les DG interfacées par un convertisseur électronique, la référence de puissance réactive peut être contrôlée à l'aide d'une boucle d'asservissement en fonction de la tension mesurée. Ce mode est efficace dans la plupart des cas pour maintenir la tension de DG. Il faut remarquer que le régleur local ne peut pas maintenir la tension à une valeur fixée si la puissance réactive de DG arrive à ses limites imposées par son diagramme de PQ de dimensionnement. L'illustration de ce contrôle de tension est donnée dans la figure II-10.

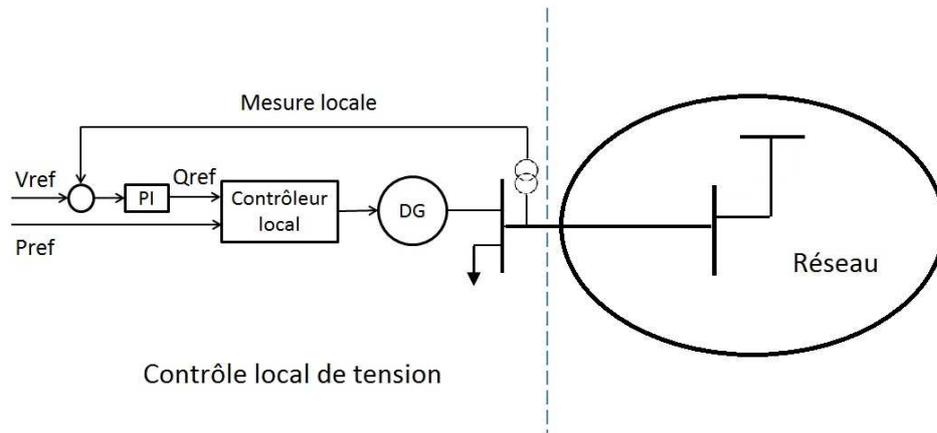


Figure II-10. Réglage de tension local

Il existe également des moyens pour réguler la puissance active de production via le convertisseur électronique. Il est aussi possible d'agir sur le pitch angle de l'éolienne. Pour la production photovoltaïque, il suffit de modifier la consigne de MPPT (*maximum power point tracking*).

2.5. Une étude du réglage de tension en présence de DG

Dans les réseaux de distribution, les flux de puissance traversant les lignes sont unidirectionnels, c'est-à-dire que l'énergie électrique est transmise depuis le poste source HTB/HTA vers les consommateurs au réseau HTA ou les transformateurs HTA/BT. Comme les charges engendrent une chute de tension, la tension le long du départ est toujours décroissante depuis le jeu de barres du poste. Donc, le réglage de tension conventionnel consiste à tenir la tension au poste de source le plus proche possible de la limite haute afin que le plan de tension soit tout contenu dans la plage réglementaire.

La puissance injectée par la DG peut changer le flux de puissance, et voire inverser le sens du flux selon la puissance injectée. Celle-ci peut augmenter le niveau de tension au point de connexion, voire même dépasser la limite admissible. De ce fait, la présence de DG peut changer le plan de tension dans le réseau de distribution et affecter le bon fonctionnement du réglage de tension conventionnel. Dans cette section, le fonctionnement du régleur en charge dans le régime permanent est mis en place dans les réseaux de distribution en présence de différents types de DG et les impacts de DG sur le réglage de tension sont étudiés. La coordination entre la régulation de DG et le régleur en charge sera envisagée.

2.5.1. Le réglage de tension conventionnel

Le réglage de tension conventionnel est constitué du régleur en charge et des bancs de condensateur au poste source. Ils sont gérés par le gestionnaire du réseau sans besoin de communication à distance. Dans cette partie une étude est menée sur la régulation de tension conventionnelle. Les paramètres de ces moyens sont définis ci-après.

2.5.1.1. La consigne du régleur en charge et la bande morte

On remarque que la consigne du régleur en charge est définie le plus proche possible de la limite maximale. En effet, un autre avantage de ce choix est que les pertes Joule sont plus faibles avec une tension la plus élevée si le type de charge est à puissance constante. En général, la tension contractuelle au point de livraison est comprise entre -5% et +5% autour de 20kV pour le réseau HTA. La consigne du régleur en charge est choisie dans la plage 1.02pu à 1.04pu. Plus précisément, s'il n'y a pas de raccordement de la DG, la consigne du régleur en charge est prise à 1.04pu. En présence de DG significative sur le réseau HTA, la consigne peut être abaissée jusqu'à 1.02pu afin que la tension soit en dessous de la limite réglementaire en tous les nœuds [ERDF, 2011].

La bande morte (*deadband*) du régleur en charge peut décider sa sensibilité à la variation de tension. Si la deadband est petite, alors la prise du régleur a tendance à changer avec une petite variation de tension au poste source (vice versa). La bande morte est choisie dans la plage de 0.01% à 0.02%.

L'évolution de la prise du régleur à chaque pas de temps est représentée en équation 2-7, où $U_{0,i}$ est la tension au jeu de barre HTA au pas de temps i .

$$TAP_{i+1} = \begin{cases} TAP_i + 1 & \text{si } U_{0,i} > U_{con} + DB/2 \\ TAP_i - 1 & \text{si } U_{0,i} < U_{con} - DB/2 \\ TAP_i & \text{si } \text{else} \end{cases} \quad (2-7)$$

2.5.1.2. Le contrôle du banc de condensateurs

Le contrôle du banc de condensateurs peut être réalisé avec différents modes. Si la variation de charge quotidienne est très régulière, on peut contrôler le condensateur en fonction du temps. D'autres moyens peuvent être basés sur le seuil de tension et de puissance réactive au poste source.

Dans cette étude, nous supposons que le banc de condensateur au poste source fonctionne selon la prédiction de la puissance réactive au poste source. Le condensateur sera connecté pendant les heures de consommation importante et déconnecté en consommation faible.

2.5.2. Le contrôle local du DG

Les DG raccordées dans le réseau HTA sont pilotées avec un contrôle local dans cette étude. Celui-ci peut être le contrôle d'un FP unitaire, le contrôle d'un FP inductif ($Q_{DG} = -0.3P_{DG}$ pour absorber la puissance réactive), et le contrôle de la tension constante.

Le tableau II-1 représente le contrôle de DG avec ces trois modes.

Tableau II-1. Les choix du contrôle de DG

	PF unitaire	PF inductif	Tension constante
--	-------------	-------------	-------------------

Consigne de PF	1	0.95 ($\tan \phi \approx 0.3$)	Variable
Consigne de tension	Variable	Variable	1.04

On remarque que pour le contrôle de la tension constante, si la puissance réactive atteint la limite imposée par le diagramme PQ (on choisit $Q_{\max} = 0.35P_{\max}$), le DG ne peut tenir la tension au point de raccordement constante et il passe à un mode de puissance réactive constante.

2.5.3. Scénario numérique

Le réglage de tension est appliqué dans un réseau test HTA alimenté par un poste source HTB/HTA représenté en figure II-11. Celui-ci est issu d'un réseau standard IEEE avec 34 nœuds dont les paramètres sont modifiés pour se rapprocher d'un réseau français. Les caractéristiques du réseau test sont détaillées en Annexe. La consommation des charges varie pendant une journée de 50% à 100% de sa valeur maximale, selon une courbe de profil extraite de la source de RTE mesurée dans la région PACA le 12 février 2012 représentée en figure II-12.

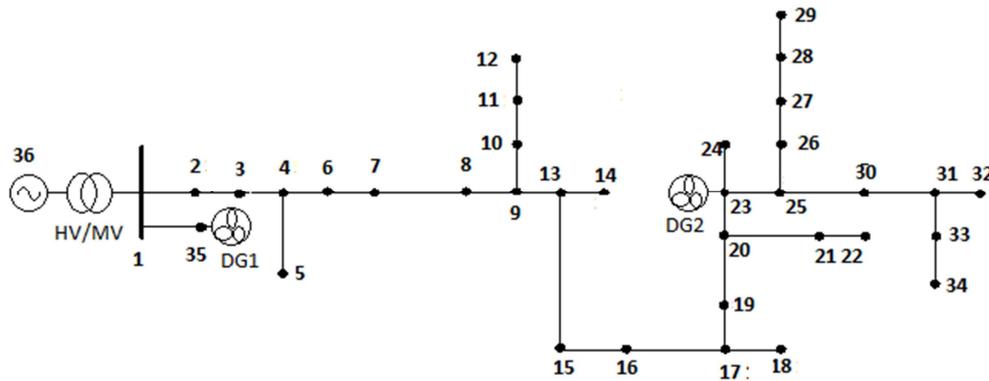


Figure II-11. Schéma du réseau test

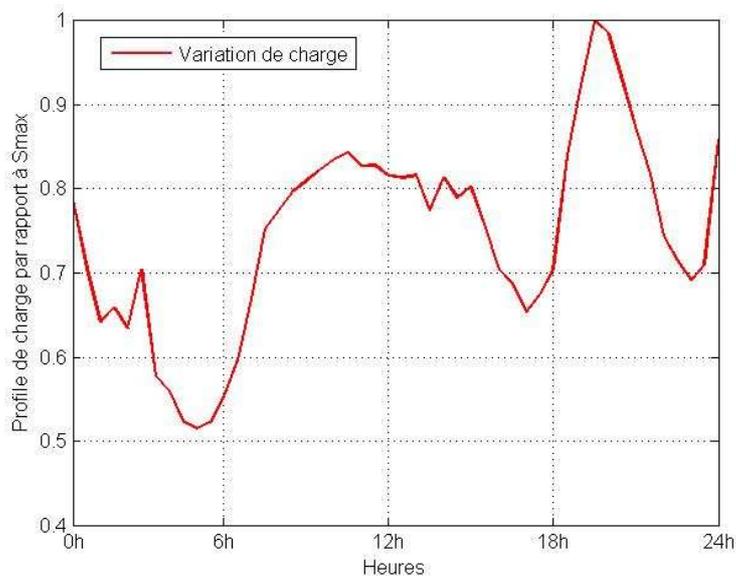


Figure II-12. Profil de consommation (ici c'est en 'pu' par rapport à Pmax)

Comme la consommation de puissance réactive est proportionnelle à la demande de puissance active (figure II-12) cette courbe est relativement importante entre 08h et 22h. Donc, le banc de condensateur est planifié pour être connecté sur cette tranche 8h-22h.

Deux parcs de production éolienne sont raccordés dans le réseau test, un parc est connecté au jeu de barres HTA via un départ dédié souterrain et l'autre connecté au nœud n°23. La puissance maximale injectée par chaque parc est 4MW. La variation de leur production représentée en figure II.13 est extraite d'une source de mesure du vent dans la région de Clermont Ferrand le 12 février 2012.

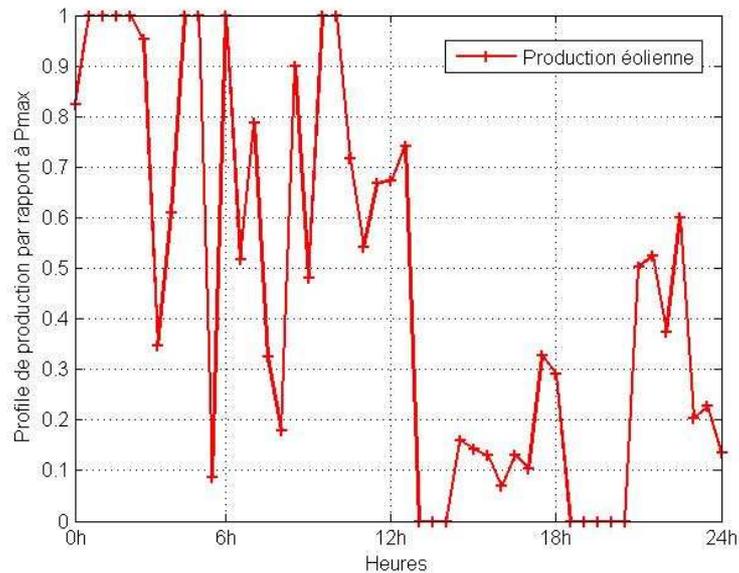


Figure II-13. Profil de production éolienne

2.5.4. Résultats de test

Le calcul du load-flow est effectué sous Matlab avec Matpower 4.0. Dans le premier cas, les DG fonctionnent avec un facteur de puissance unitaire. La consigne du régleur est choisie à 1.02pu et la bande morte à ± 0.02 pu. Nous avons choisi les nœuds n°1, n°34 et n°35 en tant que nœud pilote parce que la tension sur ces nœuds est la plus contraignante. La figure II-14 montre les profils de tension sur ces trois nœuds.

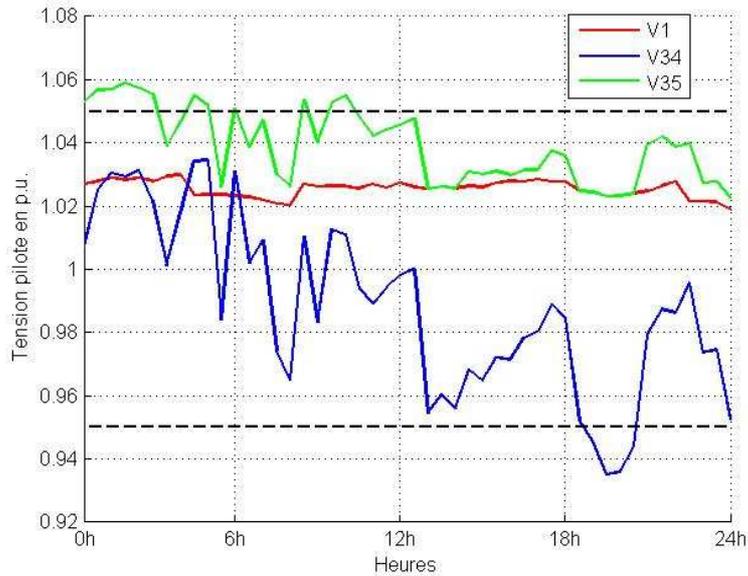


Figure II-14. Profil de tension aux nœuds pilotes, les DG sont à FP=1

On peut constater que la tension du nœud n°1 est toujours tenue dans la plage admissible (définie par la consigne et la deadband), c'est-à-dire que le régleur en charge fonctionne normalement. Cependant, la tension du nœud n°35 a dépassé plusieurs fois la limite supérieure à cause de la production importante des éoliennes. La tension du nœud n°34 a dépassé également la limite inférieure vers 19h et 21h lorsque la consommation est importante le soir.

On peut trouver que la prise du régleur ne change qu'une fois en figure II-15. Ceci signifie que la violation de tension aux nœuds contraints n'a que peu d'influence sur le régleur en charge.

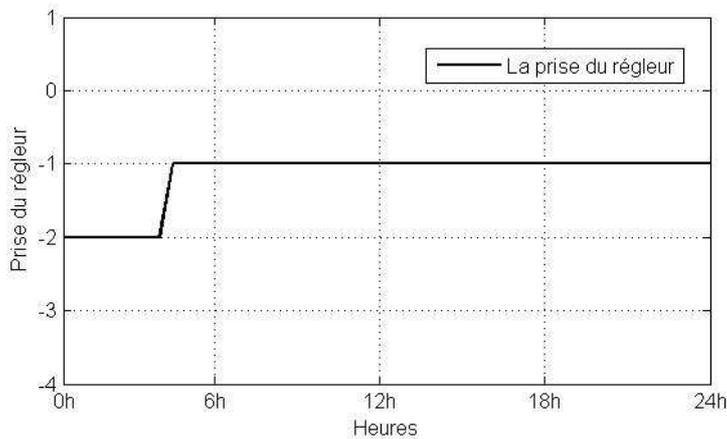


Figure II-15. Variation de prise du régleur en charge

Dans un second temps, les DG sont pilotés à PF inductif puis à tension constante (1.04 pu). Les paramètres des contrôles ont été définis au tableau II-1. Les profils de tension pour ces deux contrôles sont respectivement représentés en figure II-16 et II-17.

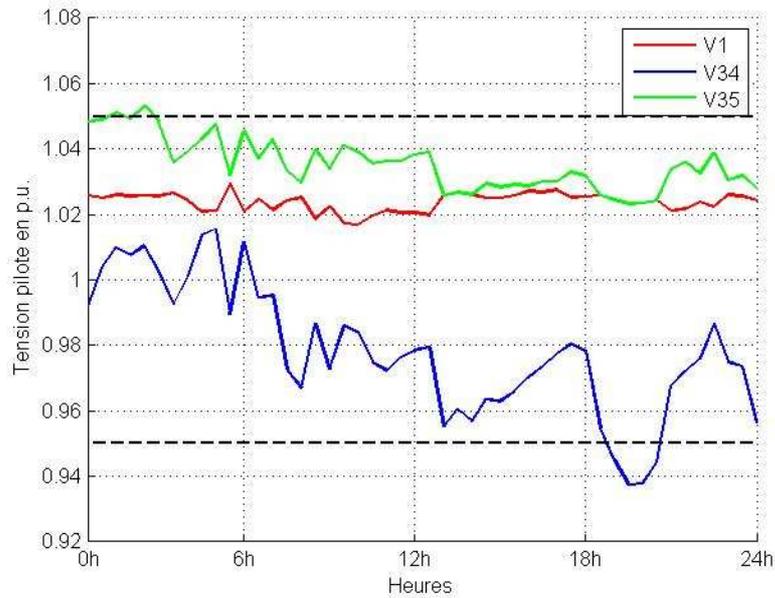


Figure II-16. DG en mode de PF inductif

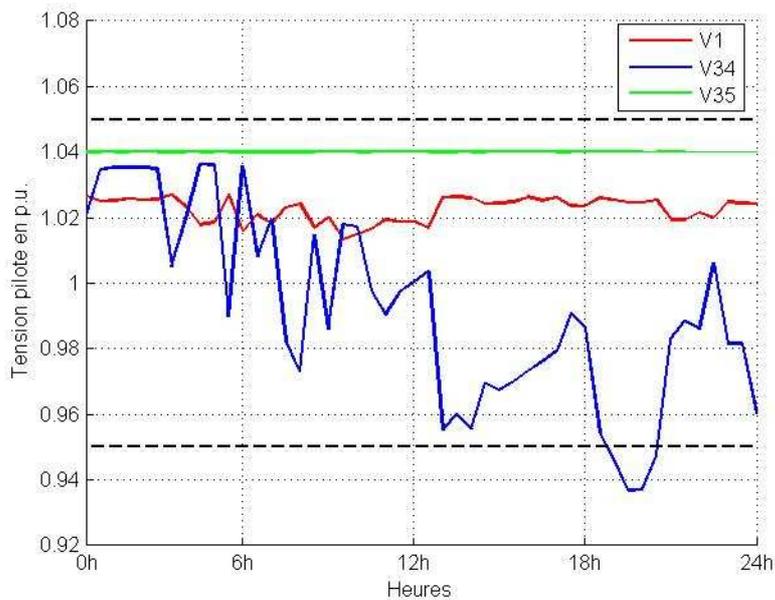


Figure II-17. DG en mode de tension constant

Ces deux figures ont montré que, avec le contrôle de puissance réactive du DG (figure II-16) et de tension constante (figure II-17), on peut lever une part des contraintes de tension due au DG. Cependant pour la période en pointe consommation avec la production faible, les contraintes de tension persistent. De plus, le soutirage ou l'injection de puissance réactive peut augmenter notamment les pertes de Joule sur les lignes, comme indiqué en figure II-18.

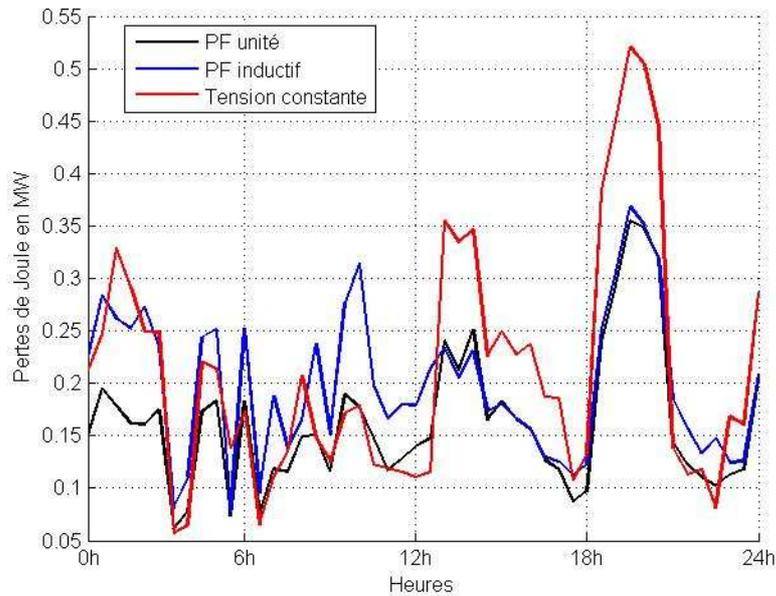


Figure II-18. Les pertes de Joule

L'étude ci-dessus a montré que le réglage de tension conventionnel avec le régulateur en charge ne s'adapte pas au cas en présence de DG. Le scénario choisi indique que si un poste source est connecté avec plusieurs départs dont l'insertion de DG n'est pas homogène, le régulateur en charge ne peut pas toujours fonctionner correctement pour lever les contraintes de tension : il ne faut pas tenir la tension très haute pour éviter que la tension sur les départs avec DG dépasse la limite supérieure, ni trop basse afin que la tension sur les départs sans DG soit au-dessus de la limite inférieure. La régulation de DG local peut résoudre une part des contraintes, tandis que celle-ci n'est pas très efficace en termes de la levée de contraintes et les pertes actives, sans une coordination avec le régulateur en charge. L'opération ON/OFF du banc de condensateur ne semble pas affecter le plan de tension de façon visible, donc il n'est pas nécessaire de tenir compte de ce moyen pour le réglage de tension dans ce cadre.

Le mécanisme conventionnel du régulateur en charge est utilisé depuis quelques décennies par les gestionnaires du réseau, qui sont parfois réticents à changer leurs habitudes. Cependant, pour lever les contraintes de tension dans le contexte du réseau de distribution actif, le mécanisme du régulateur en charge doit être revu et avoir une coordination avec la régulation de DG. De plus, le réglage de tension dans un réseau actif doit adopter les moyens plus actifs, tels que la régulation de la puissance active du DG, voire la gestion des charges, ce que nous allons présenter dans les chapitres suivants.

2.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le système électrique et son service à propos du réglage de tension. Le raccordement des sources d'énergie renouvelable, ou dites productions décentralisées, peut changer le fonctionnement du réseau de distribution, en le contraignant à devenir plus actif. Ce changement affecte notamment le réglage de tension conventionnel, puisque ce dernier est plutôt conçu pour le réseau radial avec le flux de puissance de l'amont vers l'aval.

Les simulations du réseau test ont montré que le régleur en charge avec le mécanisme traditionnel ne peut fonctionner correctement dans certains cas, tels que le réseau avec des départs multiples hétérogènes (certains sans production et d'autres avec). Dans la partie suivante une stratégie optimale du réglage de tension à l'aide du régleur en charge et de la régulation des DG sera envisagée pour lever la contrainte de tension.

III. Régulation optimale de la tension en présence des productions décentralisées (DG)

3.1. Introduction

Le pilotage des productions décentralisées (Distributed generators ou DG) est un élément essentiel pour répondre aux besoins du bon fonctionnement d'un réseau de distribution actif. Leur pilotage pour participer au réglage de tension est très intéressant et a été étudié ces dernières années. L'objectif de ce chapitre est d'aborder une approche de la régulation optimale de la tension en présence des DG dans le contexte du réseau de distribution actif. Cette approche consiste à coordonner les consignes de puissance active et réactive de DG ainsi que la prise du régulateur en charge d'une manière centralisée. La matrice de sensibilité est calculée afin de mettre en relation la variation de tension et les variables de contrôle. Le profil de tension de l'approche proposée est analysé en régime permanent avec les scénarii étudiés.

Le reste de ce chapitre est organisé de la façon suivante : la partie 3.2 présente l'état de l'art développé récemment concernant les moyens de contrôle du DG pour le réglage de tension; l'approche proposée et sa formulation sont détaillées dans la partie 3.3 et ses résultats numériques dans la partie 3.4 ; dans la partie 3.5 les contraintes pour limiter le nombre de changement du régulateur en charge sont rajoutées dans la formulation; la partie 3.6 discute des éléments complémentaires qui peuvent influencer la performance de la régulation ; enfin une conclusion de ce chapitre est donnée dans la partie 3.7.

3.2. L'état de l'art du contrôle de DG pour la régulation de tension

Dans le chapitre II nous avons présenté le réglage de tension conventionnel à l'aide du régleur en charge et des bancs de condensateur, qui constituent un « Volt Var Control ». Plusieurs publications ont étudié ce contrôle pour améliorer la performance de ces moyens de réglage. Par exemple, dans [Viawan *et al.*, 2008] les technologies d'optimisation basées sur les informations globales sont utilisées pour piloter les dispositifs du réglage. Puisque le réglage de ces moyens est discret, la plupart de ces technologies concerne une optimisation combinatoire en variables entières. D'autres moyens basés sur la loi prédéfinie ou sur la logique floue sont également étudiés [Kulmala *et al.*, 2007]. Cependant il est difficile de régler la tension avec ces moyens de manière efficace compte-tenu du caractère intermittent de la DG. D'une part, ils ont besoin de répondre à la variabilité rapide de la tension avec un changement mécanique de ces dispositifs, et l'opération fréquente va diminuer leur durée de vie. D'autre part, il manque –dans le cas du réseau français– des moyens de compensation le long des départs. La régulation des DG permet également de maximiser la pénétration de DG ([Liew *et al.*, 2002]). De ce fait, il faut adapter le contrôle de DG pour réaliser un contrôle de tension efficace ayant pour objectifs de tenir la tension et de réduire l'investissement par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD).

La DG peut être amenée à fournir un service à la demande du gestionnaire du réseau ou de son agrégateur local afin de faciliter son intégration dans le respect des contraintes de fonctionnement du réseau. Selon le besoin de communication pour le contrôle, les modes de contrôle peuvent être classés dans deux catégories : contrôle local ou contrôle global. Le contrôle local du DG n'a pas besoin d'échange d'information. Dans le cas contraire, le DG fonctionne avec l'intervention du réseau ou d'autres gestionnaires externes. Les études dans les publications sur ces deux types de contrôle sont présentées dans la suite.

3.2.1. Réglage de tension avec le contrôle local

Pour un contrôle local, la DG est gérée par son gestionnaire local sans échange d'information. C'est-à-dire, qu'il n'existe pas de moyen de communication avec d'autres dispositifs du réseau. L'agrégateur de DG ne peut utiliser que les informations locales, par exemple la mesure de tension locale, pour fournir un soutien de tension au réseau à l'aide du contrôle de DG. Quelques exemples ont été présentés au chapitre II. Le système d'excitation du contrôle de DG peut fonctionner avec un mode PF fixé ou V fixé, ou avec changement entre les deux modes ([Freitas *et al.*, 2005], [Hurley *et al.*, 1999]). [Tran-Quoc *et al.*, 2007] et [Rami, 2006] ont présenté un moyen de réglage local de la puissance réactive du DG avec un correcteur auto-adaptif. Cette méthode consiste à obtenir la consigne de puissance réactive au travers d'une logique floue selon la mesure de tension locale. Le niveau de tension est classé en trois zones : la zone normale, la zone perturbée et la zone critique. Le mode du DG (P/Q ou P/V) et la consigne de Q dépend de la zone où la tension se trouve.

3.2.2. Réglage de tension avec le contrôle global

Pour un contrôle global, l'agrégateur de DG est capable d'échanger des informations avec le réseau, à condition que les infrastructures de communication soient mises en place. Le moyen de communication peut être soit unidirectionnel soit bidirectionnel. Dans le premier cas, les informations sont transmises, typiquement, d'un centre de contrôle vers le gestionnaire local du DG. Dans le cas contraire, les informations peuvent être transmises dans les deux sens entre différents dispositifs du réseau. Compte-tenu de cette différence, on peut classer ce contrôle en deux

catégories : centralisée et décentralisée. De nombreuses références sont proposées sur ces deux aspects (par exemple [Vovos *et al.*, 2007], [Sajadi *et al.*, 2012], [Capitanescu *et al.*, 2014]). Ces deux aspects ont pour objectif de minimiser la variation et la violation de tension ainsi que d'augmenter l'accueil de la DG dans le réseau de distribution, et ces deux approches peuvent proposer les résultats similaires ([Vovos *et al.*, 2007]).

3.2.2.1. Contrôle centralisé

La communication unidirectionnelle permet d'envoyer le signal vers un acteur dans un seul sens. En effet, le terme « contrôle centralisé » signifie que l'ensemble des décisions est fait par une organisation centrale unique. Dans le contexte du contrôle de tension sur un réseau de distribution, il s'agit d'un centre de contrôle qui joue un rôle de surveillance et pilotage de tout le réseau de distribution pour améliorer l'efficace et la fiabilité du système. Cette organisation permet de fournir un soutien au GRD en termes de maintien de la tension dans la plage acceptable mais aussi de réduire l'occurrence et la durée de coupure d'électricité. Le fonctionnement du centre de contrôle requiert l'acquisition des informations du réseau en temps réel en s'appuyant sur un autre système « *Supervisory Control and Data Acquisition* » (SCADA) ([Chiradeja *et al.*, 2004] [Walling *et al.*, 2008]). Initialement cese SCADAs n'étaient installés que dans les postes de plus haute tension mais il est actuellement étendu dans les postes de tension plus basse. L'estimateur d'état est un système développé pour reconstituer l'état du réseau à l'aide des mesures réparties dans le réseau. Celui-ci est utilisé pour évaluer le profil de tension et piloter les dispositifs dans le réseau ([Bei *et al.*, 2001], [Shafiu *et al.*, 2004]).

Une représentation du contrôle centralisé de la tension dans le réseau de distribution peut s'illustrer par la figure III.1. Le centre de contrôle récupère d'abord les mesures du réseau en temps réel et les données historiques enregistrées, et puis ces informations sont utilisées par un estimateur d'état afin d'évaluer le profil de tension puis d'identifier un problème de tension dans le réseau. Un contrôleur centralisé sert à piloter le fonctionnement des acteurs participant au réglage de tension (DG et le régleur en charge). Enfin la mise à jour de l'estimateur permet de vérifier le bon fonctionnement du réglage de tension.

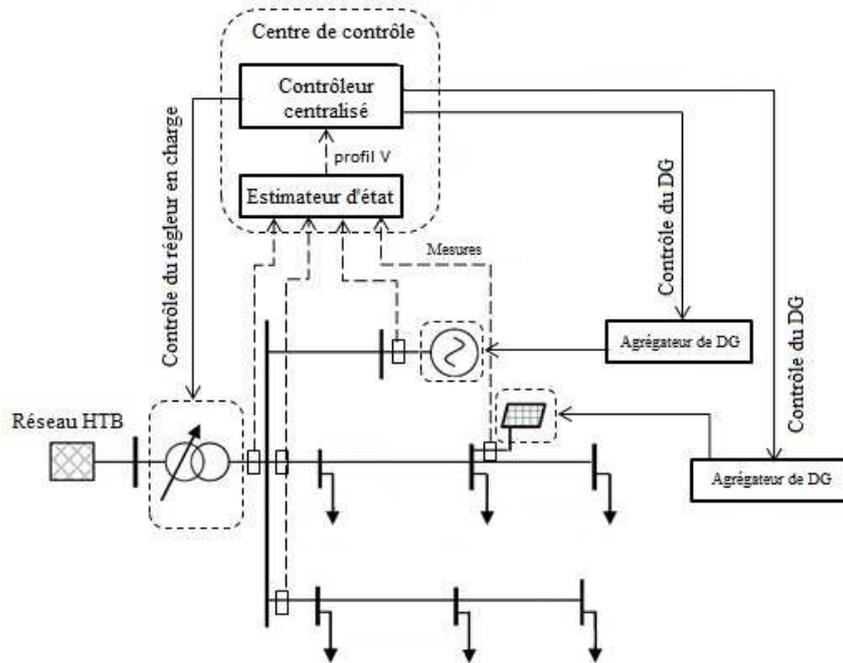


Figure III-1. Schéma du contrôle centralisé

Les méthodologies du contrôle de tension sous cette structure sont basées principalement sur une optimisation centralisée avec multi-objectifs à l'aide des informations globales et la plupart des publications traite de ce cadre. Les objectifs multiples peuvent se constituer en une maximisation de la production des énergies renouvelables et une minimisation des contraintes du réseau, une frontière Pareto peut être utilisée pour déterminer un point optimal (voir [Ochoa *et al.*, 2008]). [Richardot, 2006] a proposé une fonction coût avec trois objectifs issue du réglage de tension secondaire coordonnée dans le réseau de transport. [Berseneff, 2010] a développé cette méthode en rajoutant le régulateur en charge et il a proposé un algorithme d'optimisation en variables mixtes. Ces deux approches ne considèrent pas la régulation de puissance active de la DG. Une approche centralisée compréhensive est proposée pour gérer les contraintes de tension par [Capitanescu *et al.*, 2014] avec la régulation de puissance active et réactive de la DG, le régulateur en charge, les condensateurs et la reconfiguration de réseau. Dans cette approche, il y a six objectifs et ils sont pondérés avec différentes configurations de facteur. L'effacement de la puissance active de DG dépend du choix de facteur de pondération. [Keane *et al.*, 2011] a développé une approche avec un objectif unique sur l'injection de puissance réactive et les autres variables sont mises en contraintes. Il y a aussi des publications qui ne sont pas basées sur l'optimisation. L'approche proposée par [Caldon *et al.*, 2013] consiste à coordonner d'abord la consigne de tension dans les nœuds HTA/BT, et puis à effectuer un contrôle distribué aux DG dans le réseau BT selon cette consigne. Le déséquilibre de tension entre les trois phases est aussi pris en compte. En plus de l'optimisation, la logique floue est aussi utilisée pour le contrôle de tension dans quelques références ([Salman *et al.*, 2007], [Gaonkar *et al.*, 2010] [Miranda, 2007]). La formulation de l'optimisation centralisée peut être basée sur les contraintes non-linéaires comme les équations du load-flow (par exemple [Capitanescu *et al.*, 2014]) ou sur une analyse de la sensibilité ([Brenna *et al.*, 2010]).

3.2.2.2. Contrôle décentralisé

La communication bidirectionnelle permet d'envoyer non seulement le signal vers un acteur mais aussi de le renvoyer depuis cet acteur vers les autres. Alors il est possible que chaque acteur prenne sa décision par lui-même, et qu'il puisse ajuster sa décision en tenant compte de la décision des autres. Ceci correspond à un contrôle décentralisé dans lequel tous les acteurs font leur décision propre et il n'existe pas une organisation centralisée qui fait la décision pour tous.

Un système type adopté pour le contrôle de tension décentralisé est le *Système de Multi-Agents* (SMA) (voir [Pipattanasomporn *et al.*, 2009]). Un agent dans ce système est une organisation qui est capable de piloter l'acteur participant au réglage de tension en autonomie et avoir l'intelligence d'acquérir et traiter les informations. Les agents fonctionnent avec une base de données qui enregistre toutes les opérations possibles et cette base de données peut être mise à jour d'après l'évènement récent. Les agents peuvent ajuster leur opération par l'échange d'information entre eux. La figure III.2 présente un schéma de SMA adopté pour le contrôle de tension décentralisé.

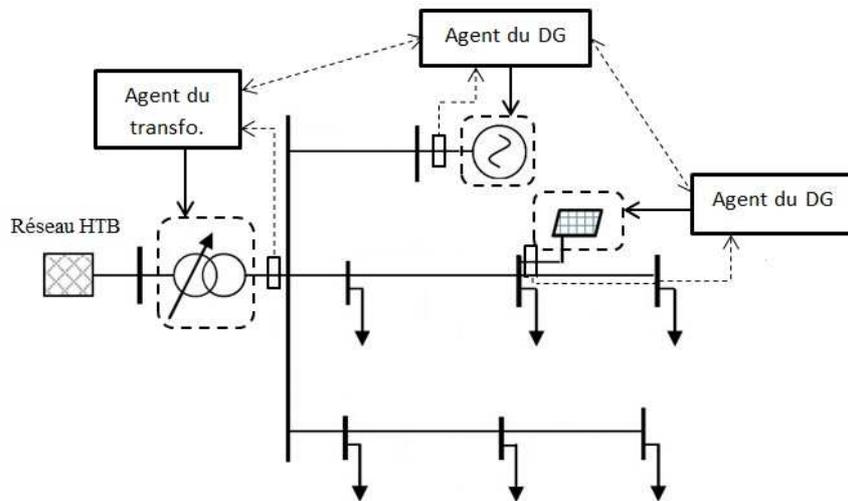


Figure III-2. Schéma du contrôle décentralisé

Dans ce schéma, chaque agent pilote un acteur (DG ou régulateur en charge) en utilisant d'abord la mesure locale. Ils peuvent échanger les informations pour adapter leur commande de réglage. La coordination entre les agents est très importante pour éviter que les différents acteurs fonctionnent mal. Le pilotage des productions décentralisées et le réglage de tension basée sur le système SMA sont proposés par plusieurs des publications ([Chang *et al.*, 2009], [Baran *et al.*, 2007]). [Sajadi *et al.*, 2012] a proposé une méthodologie du contrôle distribué entre trois types d'agents : le régulateur en charge, le contrôle de puissance réactive de DG et la charge. Les codes de l'entrée et la sortie de chaque agent sont définis et ils fonctionnent en autonomie avec communication de code entre eux. Il est à noter que l'agent de charge ne sert qu'à communiquer la mesure de tension aux autres agents. [Farag *et al.*, 2012] et [Farag, 2013] ont proposé une méthodologie avec la formulation de

l'optimisation pour chaque type d'agent, et ils ont conçu un protocole en détail de la communication entre les agents.

3.3. La régulation optimale de la tension avec le contrôle de DG

L'étude au chapitre II a montré que le réglage de tension conventionnel ne convient pas à un réseau avec une pénétration importante de DG, surtout dans un réseau avec des départs multiples où la répartition des DG n'est pas homogène. La régulation du régleur en charge doit être modifiée aussi. Dans cette partie nous proposons une approche de la régulation de tension à l'aide du contrôle de DG. Cette approche consiste à coordonner la consigne (P et Q) des DG et du régleur en charge de façon centralisée pour éviter que la tension dépasse la limite réglementaire. La consigne des DG et la prise du régleur en charge sont optimisées au travers d'un contrôleur centralisé et la formulation de l'optimisation est présentée dans la partie suivante. Compte-tenu du fait que la nature de cette optimisation est très non-linéaire, une méthode d'approximation à l'aide du coefficient de sensibilité est utilisée afin de rendre ce problème convexe. Les bancs de condensateurs ne sont pas pris en compte parce qu'ils influencent davantage la chute de tension au transformateur que celle au long de départ. Une application numérique est également présentée avec des scénarii réalistes afin de montrer la performance de cette approche.

3.3.1. Hypothèses sur le matériel et le logiciel

L'approche de la régulation de tension centralisée est basée sur l'observabilité du réseau de distribution. C'est-à-dire qu'il requiert de nombreuses données d'entrée ainsi qu'une fine connaissance du réseau. Ceci est réalisé avec les mesures réparties sur le poste source, le long de départs et aux DG. Un estimateur d'état permet de reconstituer l'état du réseau à l'aide des mesures réelles ainsi que des données historiques. L'estimateur d'état doit être intégré dans le système de supervision et contrôle de la DG. Un tel système SCADA est supposé mis en œuvre pour piloter le DG participant au bon fonctionnement du réseau de distribution.

De plus, l'optimisation centralisée requiert de déployer entre les différents acteurs du réglage de tension des systèmes de communication, dont l'influence sur les performances du réglage n'est pas négligeable. Cette influence peut être modélisée par des retards du signal, une déformation de l'information ou une défaillance du matériel. Dans cette thèse, on suppose que l'échange d'information entre les acteurs participant au réglage de tension est parfait, sans dégradation.

3.3.2. Optimisation non-convexe de la tension

La nature du couplage entre la tension et les flux de puissance dans le réseau de distribution est très non-linéaire et donc non-convexe. La solution d'une optimisation non-convexe est très difficile parce qu'elle se situe dans la catégorie des problèmes *NP-hard*. En effet, la solution de ces optimisations comme l'*optimal power flow* (OPF) s'appuie généralement sur les méthodologies méta-heuristiques, tel que l'algorithme génétique (GA). Il existe des techniques pour convexifier le couplage de tension/puissance en gardant le lien non-linéaire des flux de puissance AC. Par exemple, [Farivar *et al.*, 2013A] et [Farivar *et al.*, 2013B] ont proposé une méthode de convexification avec le modèle de flux de branche dans lequel aucune approximation n'est prise en compte. La méthode d'approximation permet de faciliter la formulation de l'optimisation, comme on va présenter dans la suite.

3.3.3. Approximation avec le coefficient de sensibilité

Dans cette étude on va utiliser une méthode qui consiste à linéariser le couplage entre les variables de contrôle et les quantités à contrôler. Ce moyen est adopté pour le réseau de transport depuis longtemps. Pourtant les études sur son extension dans le réseau de distribution HTA sont apparues en référence ces dernières années (par exemple [Viehweider *et al.*, 2009]). Les coefficients de sensibilité sont issus de la matrice jacobienne du réseau ou de l'analyse analytique ([Christakou *et al.*, 2013]).

Dans cette étude, la matrice jacobienne est utilisée pour calculer le coefficient de la sensibilité. On commence par les équations du load-flow suivantes :

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

où Y_{ij} et θ_{ij} sont les éléments (module et phase) de la matrice d'admittance du réseau.

En calculant la différentielle de (3-1), on obtient la matrice jacobienne :

$$\begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

Les coefficients de la matrice jacobienne sont :

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin \theta_{ii} - Q_i \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad i \neq j \quad (3-3)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \cdot V_i = V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos \theta_{ii} + P_i \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \cdot V_j = V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad i \neq j \quad (3-4)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos \theta_{ii} + P_i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad i \neq j \quad (3-5)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \cdot V_i = V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin \theta_{ii} + Q_i \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \cdot V_j = V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad i \neq j \quad (3-6)$$

Dans le cas de réseau de transport, le rapport R/X des lignes ou câbles dans le réseau est très faible (moins de 1/10 en général), la matrice jacobienne peut se simplifier comme (3-7).

$$\begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \end{bmatrix} \quad (3-7)$$

Ainsi la puissance active et la puissance réactive sont découplées. La sous-matrice $\frac{\partial Q}{\partial V}$ est utilisée pour calculer la variation de tension en fonction de puissance réactive. Cette approximation n'est plus valable dans le cas de réseau de distribution car le rapport R/X est relativement important. Par exemple, pour un câble souterrain de section 150mm², le rapport R/X est environ 2,5 ($R \approx 0,25\Omega/km$ et $X \approx 0,1\Omega/km$). Des caractéristiques des câbles utilisés en réseau de distribution se trouvent dans le dossier de Nexans [Nexans, 2010].

A partir de l'équation (3-2), on peut calculer les coefficients de sensibilité pour le couplage entre la tension et le flux de puissance dans la partie suivante. Le couplage entre la tension et la prise du régulateur en charge est également présenté.

3.3.3.1. Coefficient de sensibilité du couplage V-Q

On suppose que $\Delta P = 0$ en équation (3-2). Alors on a

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-8)$$

D'où

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial Q}{\partial V} \cdot \Delta V \quad (3-9)$$

$$\text{et } \Delta \delta = -\left(\frac{\partial P}{\partial \delta}\right)^{-1} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} \cdot \Delta V \quad (3-10)$$

On injecte (3-10) dans (3-9),

$$\Delta Q = \left(-\frac{\partial Q}{\partial \delta} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \delta}\right)^{-1} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial Q}{\partial V}\right) \cdot \Delta V \quad (3-11)$$

Enfin on obtient le coefficient de sensibilité du couplage V-Q en inversant la matrice en (3-11) :

$$\Delta V = \left(-\frac{\partial Q}{\partial \delta} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \delta}\right)^{-1} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial Q}{\partial V}\right)^{-1} \cdot \Delta Q = S_Q \cdot \Delta Q \quad (3-12)$$

Les nœuds du système sont classés en deux catégories : *g* pour les générateurs et *c* pour les charges.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{Qgg} & S_{Qgc} \\ S_{Qcg} & S_{Qcc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_c \end{bmatrix} \quad (3-13)$$

Alors on a obtenu le couplage entre la tension et la puissance réactive de DG :

$$\Delta V_c = S_{Qcg} \cdot \Delta Q_g \quad (3-14)$$

3.3.3.2. Coefficient de sensibilité du couplage V-P

On peut obtenir le coefficient de sensibilité du couplage V-P de façon similaire en supposant que $\Delta Q = 0$. On néglige le calcul et on a

$$\Delta V = \left(-\frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right)^{-1} \cdot \frac{\partial Q}{\partial V} + \frac{\partial P}{\partial V} \right)^{-1} \cdot \Delta P = S_p \cdot \Delta P \quad (3-15)$$

On l'écrit aussi simplement :

$$\Delta V_c = S_{Pcg} \cdot \Delta P_g \quad (3-16)$$

Il faut remarquer que ce coefficient de puissance active n'est pas négligeable sur le réseau de distribution.

3.3.3.3. Coefficient de sensibilité du couplage V-T

On remarque que le coefficient de sensibilité pour le couplage entre la tension et la prise du régleur en charge ne peut être issu de la matrice jacobienne. Donc, nous utilisons une approche d'approximation qui consiste à calculer plusieurs fois le load-flow avec une petite variation d'une variable pour estimer son coefficient de sensibilité. Le coefficient de sensibilité de couplage entre la tension et le transformateur peut s'exprimer en équation (3-17) :

$$\frac{\partial V}{\partial n} = \frac{\Delta V}{\Delta n} \Bigg|_{\substack{\Delta P=0 \\ \Delta Q=0}} \quad (3-17)$$

où n représente le rapport primaire/secondaire de transformateur équipé du régleur en charge.

Le rapport n est relié linéairement à la prise du régleur en charge T :

$$\Delta n = \frac{dn}{dT} \cdot \Delta T \quad (3-18)$$

D'où,

$$\Delta V = \frac{\partial V}{\partial n} \cdot \frac{dn}{dT} \cdot \Delta T = S_T \cdot \Delta T \quad (3-19)$$

Alors on a obtenu le coefficient du couplage de la tension avec la prise du régleur en charge. Comme la variable ΔT est entière, la formulation de l'optimisation avec cette variable concerne plutôt une programmation entière ou programmation mixte avec les variables continues.

3.3.4. Variables de contrôle et leur priorité à la participation du réglage de tension

Une approche classique du contrôle de tension nommé « Volt Var Control » consiste à optimiser les deux types de variables : la prise du régleur en charge (OLTC) et la compensation de la puissance réactive typiquement fournie par les bancs de condensateur. Comme ces deux variables sont toutes discrètes, la résolution de cette optimisation constitue un problème combinatoire. L'objectif de cette

optimisation peut être de minimiser les pertes Joule ou réduire les changements de prise. L'intégration du contrôle de DG dans cette optimisation est complexe car leurs flux de puissance active et réactive sont continus. Pour le DG non-dispatchable, la régulation de la puissance active se traduit par l'effacement total ou partiel de la production de DG. C'est-à-dire qu'il faut abaisser le point de fonctionnement de la DG pour ne pas exploiter la ressource renouvelable au maximum. La régulation de P et Q peut être réalisée avec les structures récentes telles que les DFIG (Doubly-Fed Induction Generators) ou les machines synchrones à aimants avec onduleurs implantées dans des fermes éoliennes ou des fermes solaires photovoltaïques ainsi que de petites productions dispatchables.

Du fait que le rapport de R/X sur les lignes HTA est plus important que celui en réseau de transport, la puissance active peut exercer autant ou plus d'influence que la puissance réactive sur le plan de tension le long du départ. Il faut donc intégrer la régulation de puissance active dans l'optimisation du contrôle de tension.

Issue du calcul des coefficients de sensibilité à la section précédente, la variation de tension en fonction des différentes variables de contrôle est présentée en équation (3-20).

$$\Delta V = S_P \cdot \Delta P + S_Q \cdot \Delta Q + S_T \cdot \Delta T \quad (3-20)$$

C'est-à-dire que le module de tension dans le réseau peut être impacté par les trois variables : P , Q et T d'une manière linéaire et leur pente dépend des caractéristiques du réseau.

Puisque l'effacement de puissance active va réduire l'énergie produite par la ressource renouvelable, l'utilisation de ce moyen n'est pas recherchée. L'injection ou soutirage de puissance réactive peut augmenter les pertes Joule sur les lignes de transmission ou demander des bancs de compensation supplémentaires dans les postes, il est donc moins préféré par rapport au régleur en charge. Par conséquent, la priorité de ces trois variables peut se noter : $T > Q > P$. Cela veut dire que l'on va utiliser d'abord le régleur en charge au contrôle de tension. Si ce moyen ne suffit pas, on va utiliser la régulation de puissance réactive de la DG. Si la puissance réactive atteint sa limite alors que le problème de tension existe encore, on va finalement utiliser la régulation de puissance active de la DG.

3.3.5. L'approche de l'optimisation PNM-D

L'optimisation du contrôle de tension proposée dans cette partie a pour objectif de lever les contraintes de tension présentées dans le réseau de distribution avec des dispositifs de contrôle (DG, OLTC) ainsi que minimiser leurs impacts sur le fonctionnement du réseau. Compte tenu du fait que la prise du régleur en charge T est discrète et les flux de puissance (P et Q) sont continus, il faut adopter une programmation non-linéaire en variables mixtes (« mixed integer non-linear programming » ou MINLP) afin d'optimiser les variables de natures différentes. Dans ce cadre, nous formulons une programmation non-linéaire mixte découplée (PNM-D) permettant d'organiser l'optimisation des différentes variables de contrôle de façon découplée. Dans cette approche, les trois types de variable (T , Q et P) ne seront pas mis en optimisation en même temps. Par contre, on va formuler trois processus d'optimisation et chacun optimise un objectif et est concerné par des variables de contrôle différentes. Tout d'abord seul le régleur en charge participe à l'optimisation tandis que les flux de puissance (Q et P) sont fixés (à leur valeur initiale). Cette étape tente de minimiser la violation de tension avec seul le changement de la prise du régleur en charge. Puis on

optimise à la fois la variable de la puissance réactive Q et la prise du régulateur si le problème de tension n'est pas résolu. Enfin, si le problème de tension persiste encore dans le réseau, la variable de la puissance active P est ajoutée dans l'optimisation alors que la puissance réactive Q est fixée à sa valeur optimale de l'étape 2. Ces trois étapes sont mises en relation sous une forme en cascade et chaque étape est formulée comme une programmation non-linéaire mixte (PNM) que l'on va présenter dans la partie suivante.

3.3.5.1. Formulation de l'optimisation OLTC

L'étape 1 de l'optimisation concerne l'optimisation du régulateur en charge (OLTC). Notons que dans la réalité le module de la tension est une variable qui doit être réglé davantage dans une plage admissible qu'à une valeur exacte, il n'existe pas une consigne pour la tension. De ce fait, on introduit une fonction de pénalité pour la violation des contraintes de tension sur un nœud individuel.

$$f_v(V_i) = \begin{cases} (V_i - V_{\max})^2 & \text{si } V_i > V_{\max} \\ 0 & \text{si } V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \\ (V_{\min} - V_i)^2 & \text{si } V_i < V_{\min} \end{cases} \quad (3-21)$$

où V_i est la tension au nœud de référence i , V_{\min} et V_{\max} sont respectivement la tension minimale et maximale admissible. La forme de cette fonction peut s'illustrer en figure III.3.

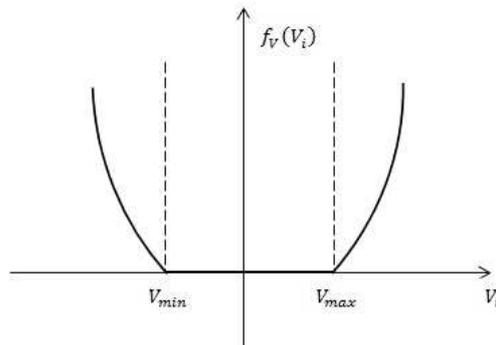


Figure III-3. Fonction de pénalité pour la violation de tension

La violation de tension sur tous les nœuds pilotes peut s'exprimer en équation 3-22 :

$$F_v(V) = \sum_{i=1}^N \omega_i \cdot f_v(V_i) \quad (3-22)$$

où V est le vecteur de la tension aux nœuds pilotes dans le réseau, ω_i est le facteur de pondération déterminé selon l'importance de la charge située à ce nœud pilote, N est le nombre de nœud pilote total. Cette fonction permet de mesurer le niveau de la contrainte de tension.

La fonction objectif pour l'optimisation OLTC consiste à minimiser tant la violation de tension que le changement de la prise de l'OLTC. En effet, le régulateur en charge est caractérisé d'un nombre d'opération fini par jour ([Virayavanich *et al.*, 1996]). Des opérations fréquentes vont réduire le cycle de vie de l'appareil. De ce fait, la fonction objectif peut s'écrire selon l'équation 3-23.

$$\min_{\Delta T} W_0 \cdot \eta_0 \cdot F_V (V_0 + S_T \cdot \Delta T) + W_1 \cdot \eta_1 \cdot |\Delta T| \quad (3-23)$$

Sous les contraintes 3-23 et 3-24:

$$T_{\min} \leq T_0 + \Delta T \leq T_{\max} \quad (3-24)$$

$$|\Delta T| \leq \Delta T_{\max} \quad (3-25)$$

V_0 est la tension initiale avant le réglage de l'OLTC. $V_0 + S_T \cdot \Delta T$ est la tension après le réglage de l'OLTC (voir l'équation 3-19 quand $\Delta P = 0$ et $\Delta Q = 0$). La contrainte dans 3-24 restreint la valeur ΔT dans la plage possible de l'OLTC et la contrainte dans 3-25 limite un nombre maximal d'opération de l'OLTC. Il n'est pas nécessaire de rajouter la contrainte d'égalité des équations du load-flow car le coefficient de sensibilité S_T pour le couplage V-T a déjà pris en compte cette contrainte.

Le premier objectif consiste à minimiser la violation de tension dans le réseau et le second objectif est pour éviter une manœuvre inutile du régulateur en charge. W_1 et W_0 sont les facteurs de pondération pour ces deux objectifs et η_1 et η_0 sont facteurs de normalisation. Le choix des W_1 et W_0 peut être un compromis de la dépense de maintenance pour le DSO et du contrat entre le DSO et les clients pour garantir la qualité de la tension.

3.3.5.2. Formulation de l'optimisation Q+OLTC

L'état initial de l'optimisation Q-OLTC dans l'étape 2 est issu du résultat de l'étape 1. Donc la tension du réseau et la prise de l'OLTC sont mises à jour :

$$V_0' = V_0 + S_T \cdot \Delta T \quad (3-26)$$

$$T_0' = T_0 + \Delta T \quad (3-27)$$

L'objectif de cette étape est le suivant : d'une part la violation de tension doit être minimisée, d'autre part on ne souhaite pas injecter/soutirer trop de la puissance réactive dans le réseau car elle augmente les pertes Joule sur les lignes. La fonction objectif est présentée par l'équation suivante :

$$\min_{\Delta Q_{DG}^{ref}, \Delta T} W_0 \cdot \eta_0 \cdot F_V (V_0' + S_Q^{DG} \cdot \Delta Q_{DG}^{ref} + S_T \cdot \Delta T) + W_1 \cdot \eta_1 \cdot |\Delta T| + W_2 \cdot \eta_2 \cdot \sum (Q_{DG}^{ref} + \Delta Q_{DG}^{ref})^2 \quad (3-28)$$

Pareillement, W_0 , W_1 et W_2 sont les facteurs de pondération pour ces objectifs ; η_0 , η_1 et η_2 sont les facteurs de normalisation.

Les contraintes sont les suivantes :

$$Q_{DG}^{\min} \leq Q_{DG}^{ref} + \Delta Q_{DG}^{ref} \leq Q_{DG}^{\max} \quad (3-29)$$

$$T_{\min} \leq T_0' + \Delta T \leq T_{\max} \quad (3-30)$$

$$|\Delta T| \leq \Delta T_{\max} \quad (3-31)$$

$$|I_{ligne}| \leq I_{\max} \quad (3-32)$$

Les limites de puissance réactive Q_{DG}^{\min} et Q_{DG}^{\max} sont imposées par les caractéristiques de DG, tels que la capacité du convertisseur en termes de la puissance apparente maximale ou un gabarit défini par le gestionnaire de la DG. Il est à noter que l'injection de la puissance réactive va augmenter le transit de puissance dans les lignes, donc introduire un risque de congestion. Il faut tenir compte de la contrainte du courant sur chaque ligne comme la condition 3-32. Cependant, cette contrainte étant

très non-linéaire, la condition convexe de l'optimisation n'est plus satisfaite. La convexification de cette contrainte sera présentée dans la section 3.3.5.4.

3.3.5.3. Formulation de l'optimisation P+OLTC

L'optimisation P+OLTC dans l'étape 3 a pour objectif de minimiser la violation de tension et minimiser l'effacement des DG. La tension du réseau et la prise de l'OLTC doivent également être mises à jour :

$$V_0'' = V_0' + S_Q^{DG} \cdot \Delta Q_{DG}^{ref} + S_T \cdot \Delta T \quad (3-33)$$

$$T_0'' = T_0' + \Delta T \quad (3-34)$$

La fonction multi-objectifs est donnée par l'équation 3-35.

$$\min_{\Delta P_{DG}^{ref}, \Delta T} W_0 \cdot \eta_0 \cdot F_V (V_0'' + S_P^{DG} \cdot \Delta P_{DG}^{ref} + S_T \cdot \Delta T) + W_1 \cdot \eta_1 \cdot |\Delta T| + W_3 \cdot \eta_3 \cdot \sum c_{DG} \cdot (\Delta P_{DG}^{ref})^2 \quad (3-35)$$

Sous les contraintes suivantes:

$$-P_{DG}^{max} \leq \Delta P_{DG}^{ref} \leq 0 \quad (3-36)$$

$$T_{min} \leq T_0'' + \Delta T \leq T_{max} \quad (3-37)$$

$$|\Delta T| \leq \Delta T_{max} \quad (3-38)$$

$$|I_{ligne}| \leq I_{max} \quad (3-39)$$

La variation de P est toujours négative car il s'agit d'un effacement de production. Le coefficient de coût c_{DG} permet de pondérer la valeur d'effacement de chaque DG, pour éviter qu'une part de DG soit effacée toujours injustement à cause de la location et la topologie du réseau.

Dans cette optimisation on n'a pas optimisé ΔP_{DG}^{ref} et ΔQ_{DG}^{ref} en même temps, parce que l'on a besoin d'utiliser l'actif de DG seulement si le réactif de DG est déjà épuisé. Dans ce cas-là, on peut garder la valeur optimale de ΔQ_{DG}^{ref} calculée dans l'étape 2.

Avec la formulation de ces trois étapes, la procédure de l'optimisation PNM-D peut être organisée sous le diagramme suivant :

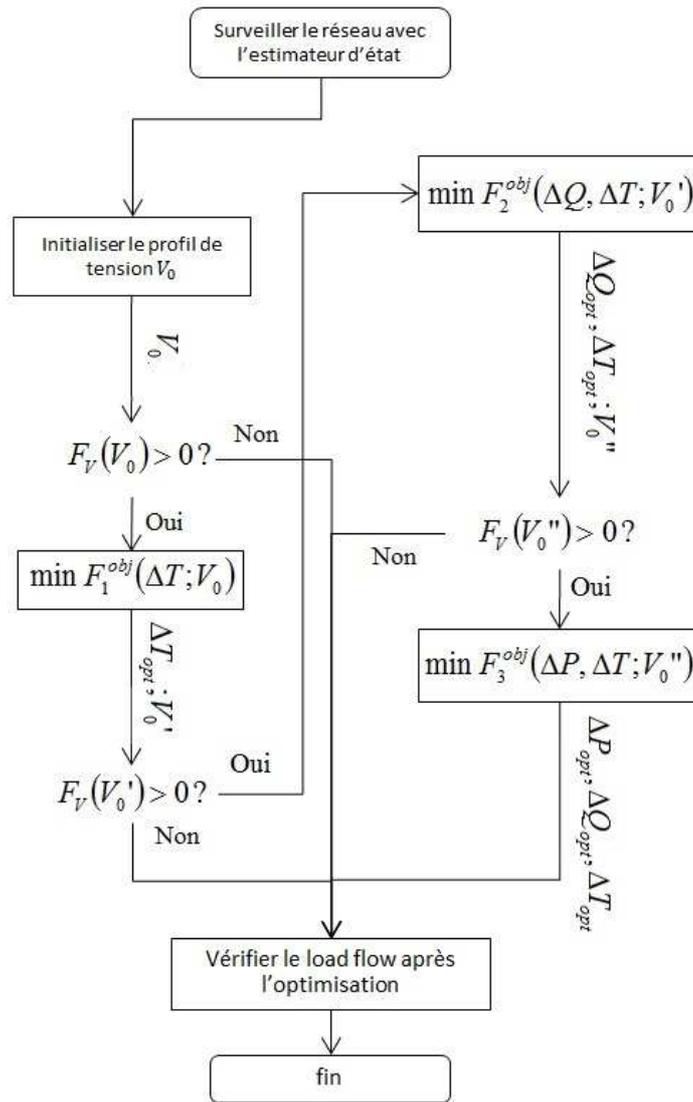


Figure III-4. Diagramme de l'optimisation PNM-D

Les fonctions F_1^{obj} , F_2^{obj} et F_3^{obj} représentent respectivement les fonctions objectif des étapes 1, 2 et 3. ΔT_{opt} (ΔQ_{opt} ou ΔP_{opt}) est la valeur optimale de cette variable issue du résultat de l'optimisation. V_0' et V_0'' sont les profils de tension modifiés respectivement par l'étape 1 et 2. Si on identifie que la violation de tension est enlevée avec l'opération des variables de contrôle présentes, la procédure cesse et la valeur optimale des variables est envoyée aux acteurs participant au réglage de tension.

En effet, Il n'existe pas une réelle différence sur le calcul de l'optimisation avec toutes les variables ΔT , ΔQ_{DG}^{ref} et ΔP_{DG}^{ref} ensemble. L'idée consiste à comparer le coût de chaque type des variables de contrôle, afin d'introduire l'action de la demand response dans le chapitre suivant. Avec cette formulation on peut apercevoir que la régulation de l'actif de la DG est une solution de recours si toutes les autres solutions sont épuisées. Donc, s'il existe d'autres moyens pour régler la tension, ils seront utilisés davantage que la puissance active de DG. De plus, cette méthode a tenu compte du bénéfice du gestionnaire et du propriétaire de DG car l'ordre de participation dans l'optimisation respecte la priorité des variables de contrôle.

3.3.5.4. Convexification de la contrainte du courant

Pour rendre convexe la contrainte du courant, on va utiliser une méthode de relaxation. D'abord, on suppose que le modèle de ligne π (i.e. C-RL-C) peut être simplifié au modèle RL en combinant la capacité de ligne à la charge nodale, compte tenu du fait que le courant de capacité est faible sur les départs de distribution HTA. Le modèle de la ligne ainsi que les nœuds adjacents est présenté en figure III-5.

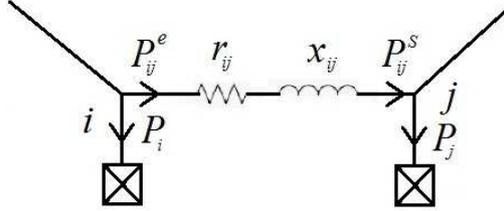


Figure III-5. Modèle de ligne

La résistance et la réactance de la ligne ij sont respectivement nommées r_{ij} et x_{ij} , et les puissances soutirées par les nœuds i et j sont P_i et P_j . Ici on introduit deux variables de relaxation P_{ij}^e et P_{ij}^s , qui désignent respectivement les transits de puissance active entrant dans la ligne ij depuis le nœud i et sortant de la ligne ij vers le nœud j (la même définition pour les transits de puissance réactive Q_{ij}^e et Q_{ij}^s).

Selon la loi Kirchhoff, on a les équations suivantes :

$$P_i + \Delta P_i + \sum_{k \in N_i} P_{ik}^e = 0, (Q_i + \Delta Q_i + \sum_{k \in N_i} Q_{ik}^e = 0) \quad (3-40)$$

$$P_j + \Delta P_j - \sum_{k \in N_j} P_{kj}^s = 0, (Q_j + \Delta Q_j - \sum_{k \in N_j} Q_{kj}^s = 0) \quad (3-41)$$

où ΔP_i (ΔQ_i) représente la variation de puissance active (réactive) sur le nœud i , due à la régulation sur la DG connectée à ce nœud ou la variation de la demande. N_i représente l'ensemble des nœuds qui se connectent à nœud i au travers d'une seule ligne. La même notation se fait pour le nœud j .

Puis les pertes sur la ligne ij peut s'écrire

$$|P_{ij}^s - P_{ij}^e| = 3r_{ij} \cdot I_{ij}^2 \leq 3r_{ij} \cdot I_{\max}^2 \quad (3-42)$$

$$|Q_{ij}^s - Q_{ij}^e| = 3x_{ij} \cdot I_{ij}^2 \leq 3x_{ij} \cdot I_{\max}^2 \quad (3-43)$$

En remplaçant la condition 3-32 ou 3-39 par les contraintes 3-40 à 3-43, on a finalement des contraintes linéaires et alors convexes. Donc on peut résoudre l'optimisation en utilisant les techniques pour l'optimisation convexe.

3.3.6. Solution de l'optimisation

Dans la formulation de ces trois étapes, les fonctions objectif sont toutes convexes et les contraintes sont toujours linéaires, alors ils sont dans le cadre de l'optimisation convexe. L'optimisation convexe est une classe de l'optimisation qui est en général plus facile à résoudre puisque son optimum local est toujours l'optimum global.

L'optimisation de l'étape 1 est une programmation en variable entière car il ne concerne pas les variables continues. La solution de ce problème est relativement simple car on peut calculer directement la fonction d'objectif avec chaque valeur possible de ΔT , et puis trouver un résultat optimal parmi les résultats de chaque valeur. De plus, la valeur de ΔT obtenue dans cette étape permet de réduire le calcul de ΔT pour les étapes suivantes.

L'optimisation adoptée aux étapes 2 et 3 peut se transformer en programmation non-linéaire en variables continues qui concerne juste les variables continues ΔQ_{DG}^{ref} ou ΔP_{DG}^{ref} , tout en supposant que ΔT est constant. En effet, il n'est pas nécessaire de calculer avec toutes les valeurs possibles de ΔT car cette valeur initiale est déjà à proximité de la valeur optimale grâce à l'optimisation à l'étape 1. L'optimisation est résolue d'abord en fixant la valeur de ΔT dans une plage réduite, puis ces résultats sont comparés pour obtenir un résultat optimal global.

La solution de programmation non-linéaire en variables continues peut être obtenue au travers de plusieurs algorithmes. Un de ses algorithmes les plus adoptés est la méthode « Active set ».

En général, un algorithme « Active set » a la structure suivante :

Trouver un point de départ admissible

répéter jusqu'à « optimisation suffisante »

résoudre le problème d'égalité défini par l'active set (approximativement)

calculer les multiplicateurs de Lagrange de l'active set

enlever un sous-ensemble de contraintes correspondant aux multiplicateurs de Lagrange négatifs (cela indique en effet que la fonction objectif peut encore être optimisée en rendant inactives les contraintes correspondantes), on enlève les contraintes par ordre du multiplicateur le plus négatif.

fin répéter

La résolution de l'optimisation est réalisée dans l'environnement MATLAB version R2011B en utilisant un ordinateur portable avec Intel i5 2540M 2.6GHz CPU et 4Go RAM. Le temps de résolution pour une optimisation est de l'ordre de quelques secondes donc cela paraît acceptable pour une application en temps réel.

3.4. Application Numérique

Dans cette partie l'approche de l'optimisation PNM-D proposée dans ce chapitre a été validée au travers d'une application numérique avec des scénarii plus réalistes. Nous avons présenté d'abord un réseau de test sur lequel les études sont menées. Dans un premier temps, les trois étapes de

l'optimisation ont été effectuées dans les scénarii « snapshot » et leurs résultats ont été présentés afin de comparer la contribution de chaque variable de contrôle au réglage de tension. Puis nous avons adopté des scénarii en série temporelle d'une semaine pour identifier si cette optimisation permet d'augmenter l'intégration de DG dans le réseau. Nous avons spécifiquement identifié la contribution de l'optimisation de puissance active au réglage de tension. Une approche avec le réglage local a été comparée avec l'approche centralisée à la fin de cette partie.

3.4.1. Description du réseau test

Le réseau de distribution utilisé dans notre étude est issu d'un départ standard IEEE 34 nœud. Les caractéristiques de ce départ ont été modifiées afin qu'il soit plus représentatif de la situation en France. Deux régleurs de tension sont enlevés vu que ces appareils n'existent pas dans les réseaux HTA de France. Pour créer un cas de départs multiples, on a fait un duplicata de ce départ et les deux départs sont connectés au même jeu de barre du poste source. La topologie du réseau est présentée en figure III-6, où les nœuds du deuxième départ sont renumérotés. La puissance pic de charge fournie par chaque départ est 9.52MW. Le détail des lignes et des nœuds est fourni en Annexe. La tension nominale de ce réseau est 20 kV. La variation admissible de la tension dans ce réseau est $\pm 0.05 p.u.$ autour de la tension nominale. Le poste source est connecté au réseau de répartition par l'intermédiaire d'un transformateur 63/20 kV de puissance apparente 36 MVA équipé d'un régleur en charge.

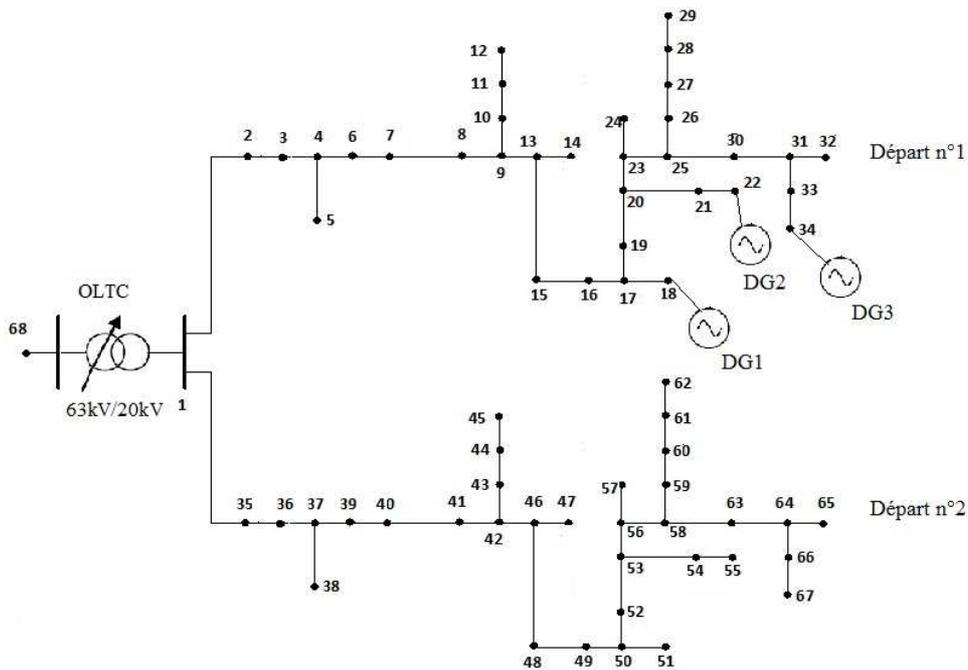


Figure III-6. Réseau test

On simule un cas où la répartition de DG n'est pas homogène sur tous les départs. Donc un certain nombre de DG a été ajouté au départ n°1 et on n'ajoute aucune production au départ n°2. Ces productions sont de plusieurs types et leur emplacement et dimension sont détaillés au tableau III.1. La plage de puissance réactive produite par ces productions est imposée entre -0,3 et +0,3 fois de sa puissance active maximale.

Tableau III-1. Dimensionnement des DG

	DG1	DG2	DG3
Type	Ferme d'éolienne	Centrale CHP	Ferme d'éolienne
Emplacement	Nœud n°18	Nœud n°22	Nœud n°34
P_{max}	3.1MW	2MW	4.5MW

3.4.2. Les scénarii « snapshot » et leurs résultats numériques

Pour vérifier la performance de l'approche proposée dans le pire cas, on a choisi des scénarii « snapshot » qui consistent à configurer la conso/production du réseau à une valeur instantanée, et non séquentielle. La consommation de charge le long des départs peut être soit importante soit faible. On suppose que la puissance de charge du départ est respectivement égale à $0.6 P_{max}$ et $0.9 P_{max}$ pour une consommation faible et importante. Il y a quatre cas de consommation sur les deux départs. La puissance de production au départ n°1 est toujours au maximum pour que la situation du réseau soit plus contraignante. Le tableau III.2 représente ces quatre cas avec leur configuration.

Tableau III-2. Configuration des scénarii

	Charge au départ n°1	Charge au départ n°2	Production de DG au départ n°1
Cas n°1	Faible	Important	Maximum
Cas n°2	Faible	Faible	Maximum
Cas n°3	Important	Faible	Maximum
Cas n°4	Important	Important	Maximum

On étudie d'abord le cas n°1 car il est plus contraignant que les autres. Les figures suivantes présentent les résultats du plan de tension, qui sont respectivement sans réglage de tension (figure III-7), après un réglage de l'OLTC (figure III-8), après un réglage de l'OLTC et Q (figure III-9) et après un réglage de l'OLTC et P (figure III-10). Les profils sont issus du calcul load-flow effectué avec Matpower 4.0v sous Matlab.

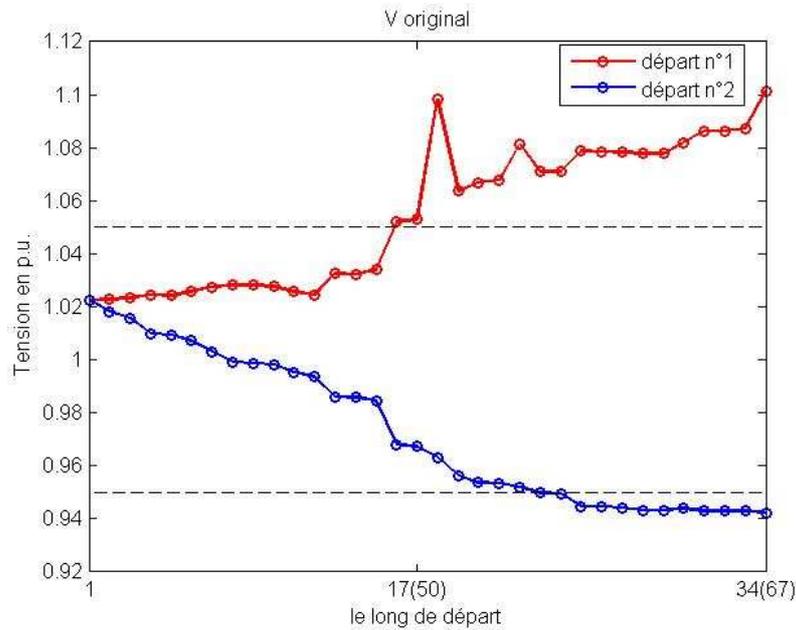


Figure III-7. Le profil de tension sans réglage de tension

Cette figure III-7 révèle une violation sévère de tension sur tous les départs sans aucun réglage. On constate que les nœuds à l'extrémité du départ n°1 subissent une surtension parce que toutes les productions sont en pleine puissance et augmentent le plan de tension des nœuds à leur proximité. Quelques nœuds à l'extrémité du départ n°2 ont un problème de sous-tension dû à la consommation importante de la charge répartie sur ce départ.

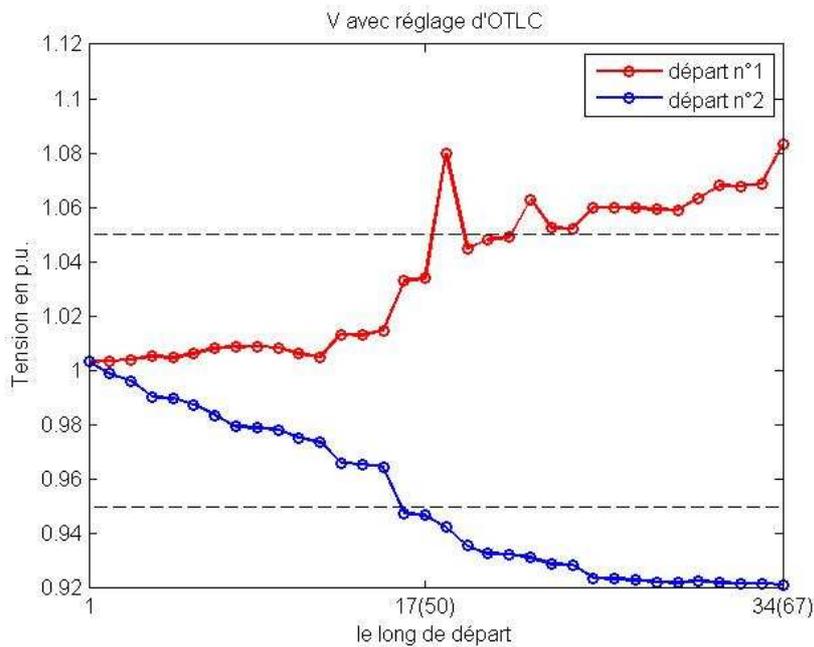


Figure III-8. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC

Suite une optimisation à l'étape 1, le changement de la prise du régulateur en charge a essayé d'abaisser la tension au départ n°1 tandis que le problème de sous-tension au départ n°2 devient plus sévère. C'est parce l'optimisation tente de minimiser la violation de tension aux nœuds dont le facteur de pondération ω_i est plus important, i.e. les nœuds avec DG. Il a montré que le régulateur en charge ne suffit pas à résoudre la violation de tension.

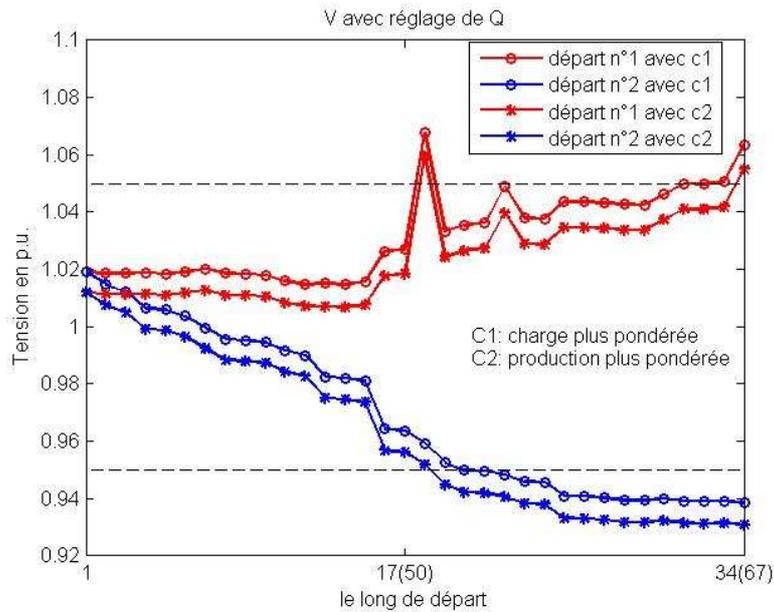


Figure III-9. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC et Q

En figure III-9, on a ajouté le réglage de la puissance réactive de DG présenté à l'étape 2. La contrainte de la tension au départ n°1 est enlevée sauf que les nœuds où sont connectées les DG1 et DG3 dépassent encore la limite maximale admissible. Le problème de sous-tension au départ n°2 reste sans changement. Si on choisit différents coefficients de pondération pour les départs n°1 et n°2, on peut constater que les profils sont différents comme il est présenté dans la figure III-9.

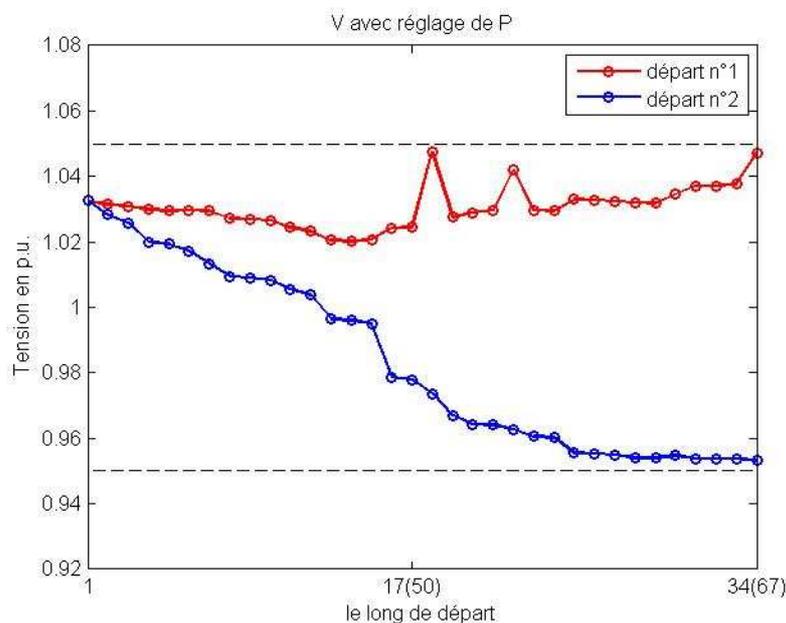


Figure III-10. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC, Q et P

Le profil de tension dans cette figure III-10 signifie que le problème de la violation de tension est résolu à l'aide de l'effacement de la production et l'optimisation coordonnée avec le régulateur en charge à l'étape 3. Ce résultat a montré que le problème de la violation de tension peut être géré au fur et à mesure que les variables de contrôle sont ajoutées à l'optimisation du plan de tension. De plus, l'effacement de la puissance active de DG est inévitable dans ce cas bien que ce soit désavantageux pour son propriétaire et d'un point de vue environnemental.

Nous avons ensuite effectué l'optimisation pour les cas n°2, n°3 et n°4 afin de comparer la performance de l'optimisation sous diverses configurations. La table III-3 représente les actions de chaque variable de contrôle pour ces quatre cas.

Tableau III-3. Actions de réglage pour chaque scénario

	Cas n°1	Cas n°2	Cas n°3	Cas n°4
Variation de la prise de l'OLTC	-3	0	+1	-3
Rég. Q de DG1	-0.93MW	-0.93MW	-0.93MW	-0.93MW
Rég. Q de DG2	-0.6MW	-0.51MW	-0.12MW	-0.6MW
Rég. Q de DG3	-1.35MW	-1.35MW	-1.35MW	-1.35MW
Eff. P de DG1	1.16MW	0.55MW	0	0.8MW
Eff. P de DG2	0	0	0	0
Eff. P de DG3	1.08MW	0.35MW	0	0.28MW

Notons que la valeur négative (positive) du réglage Q signifie que la puissance réactive est absorbée (fournie) par le DG. La valeur positive de l'effacement P signifie la quantité absolue de la puissance active effacée.

Avec les résultats en table 3.4 on peut conclure que la régulation de DG tente d'absorber la puissance réactive pour réduire la montée de tension autour de DG. Dès que la réserve de puissance réactive est épuisée (c'est-à-dire qu'il atteint la limite de sa plage) et si la violation de tension n'est pas encore levée, alors il nécessite de réduire une partie de la production afin que la tension sur tous les nœuds soit dans la limite admissible.

3.4.3. Le scénario temporel et ses résultats numériques

Dans cette partie nous avons appliqué l'optimisation de contrôle de la tension au scénario temporel avec des points d'échantillonnage. Un scénario d'une semaine est utilisé afin de montrer la performance du contrôle proposé. Les profils de charge et de puissance d'éolienne au DG1 et DG3 sont présentés respectivement en figure III-11 et III-12. On suppose que la production de CHP (DG2) est restée constante à sa puissance nominale.

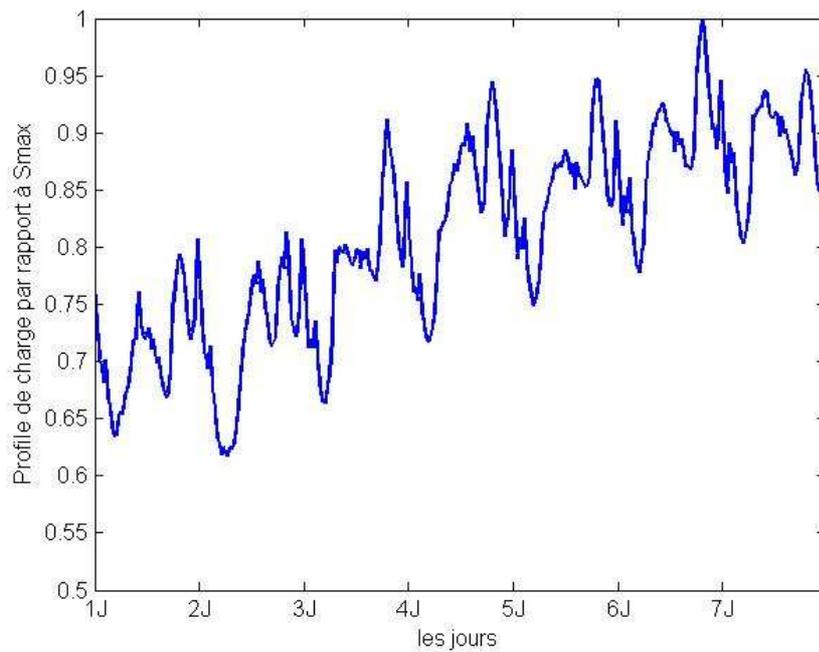


Figure III-11. Profil de charge d'une semaine

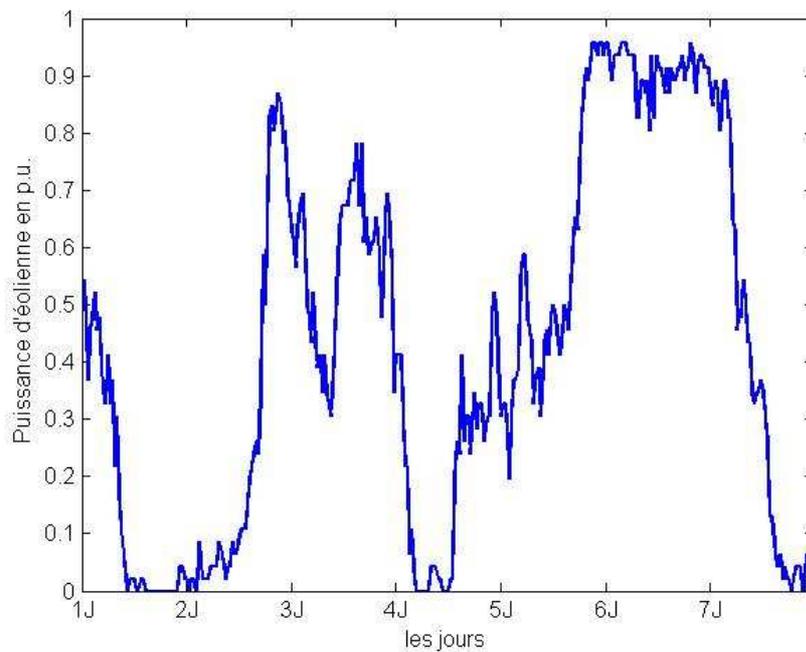


Figure III-12. Profil de production éolienne d'une semaine

Les profils utilisés sont extraits de la source de RTE dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA). Ces profils sont échantillonnés avec un pas de temps par 30 minutes. Une variable aléatoire est rajouté à ce profil original pour simuler la différence entre les deux départs (et aussi pour les deux fermes d'éolienne). Le profil dans la figure III-11 représente une évolution des charges pour une semaine au début d'hiver, donc on peut constater que le taux de charge augmente à cause de la consommation du chauffage.

La figure III-13 présente l'évolution de la tension au nœud n°18 avec et sans réglage. Ce nœud est connecté avec une ferme d'éolienne DG1 et l'injection de puissance fait monter sa tension.

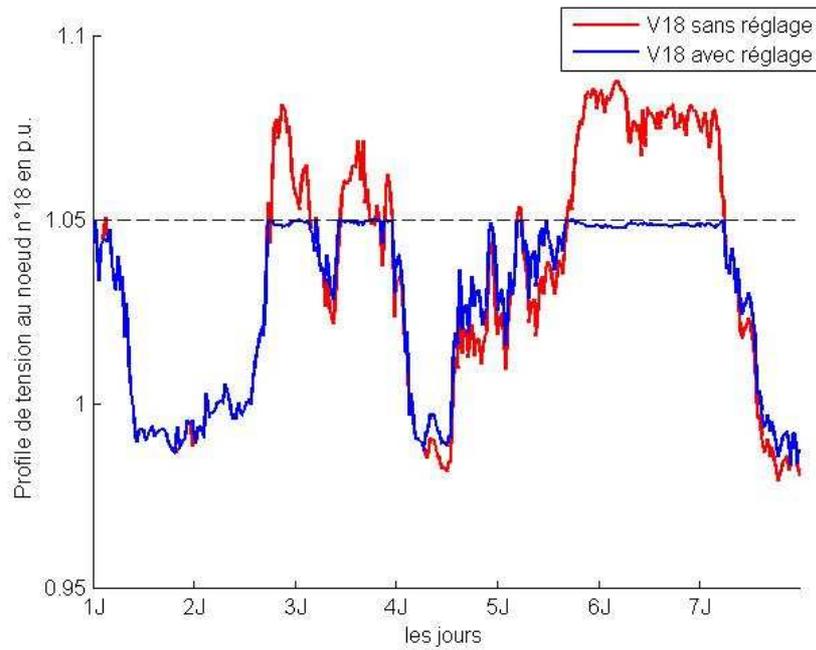


Figure III-13. Profil de tension du nœud 18

On a constaté que le problème de surtension est résolu avec le réglage de tension proposé. Il a réussi à maintenir la tension au nœud n°18 au-dessous de la limite réglementaire maximale.

Les puissances active et réactive de DG1 avec et sans le réglage sont respectivement présentées en figure III-14 et III-15.

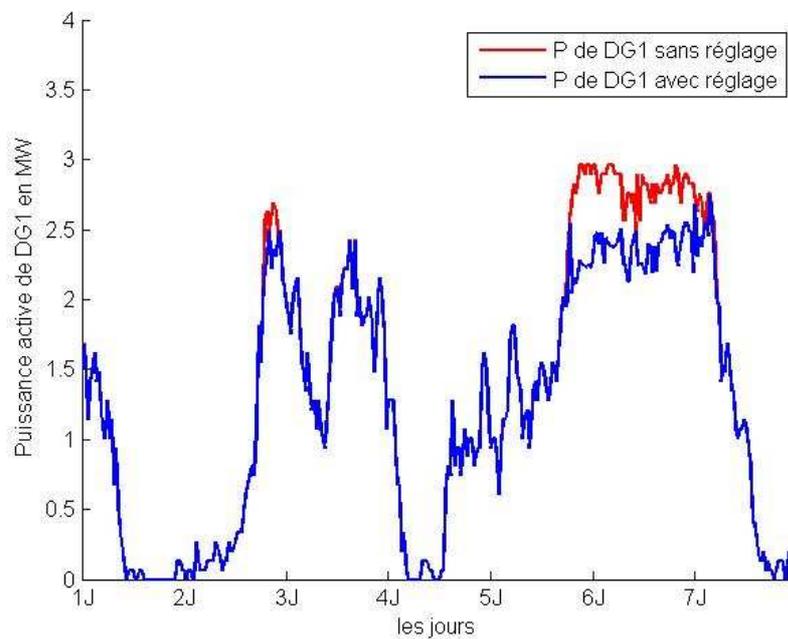


Figure III-14. Puissance active du DG1

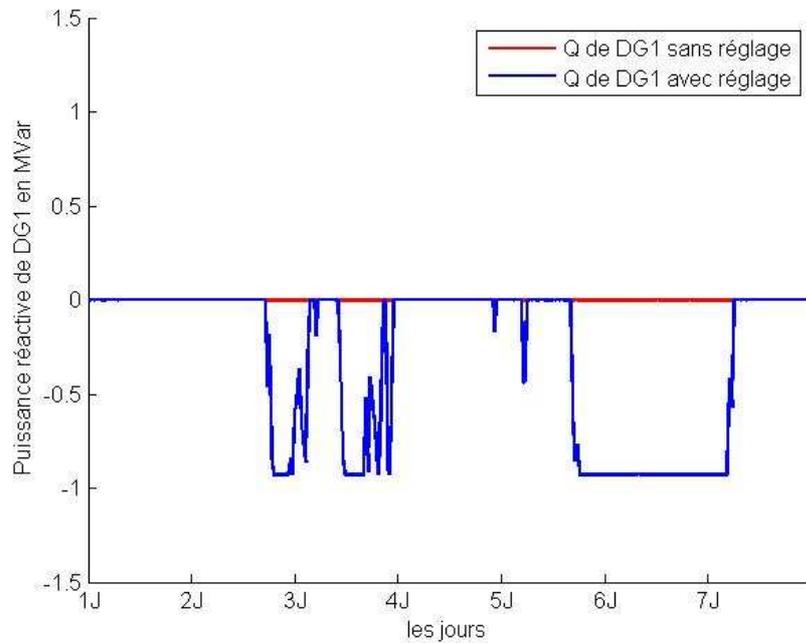


Figure III-15. Puissance réactive du DG1

La figure III-15 a montré que la puissance active de DG est effacée partiellement lorsqu'il produit une quantité proche de sa puissance maximale. De plus, il absorbe la puissance réactive lors de la montée de tension afin de maintenir la tension à ses bornes.

La chute de tension au nœud n°67 est la plus sévère sur tout le réseau car il est à l'extrémité de départ n°2. La figure III-16 présente le profil de tension de ce nœud.

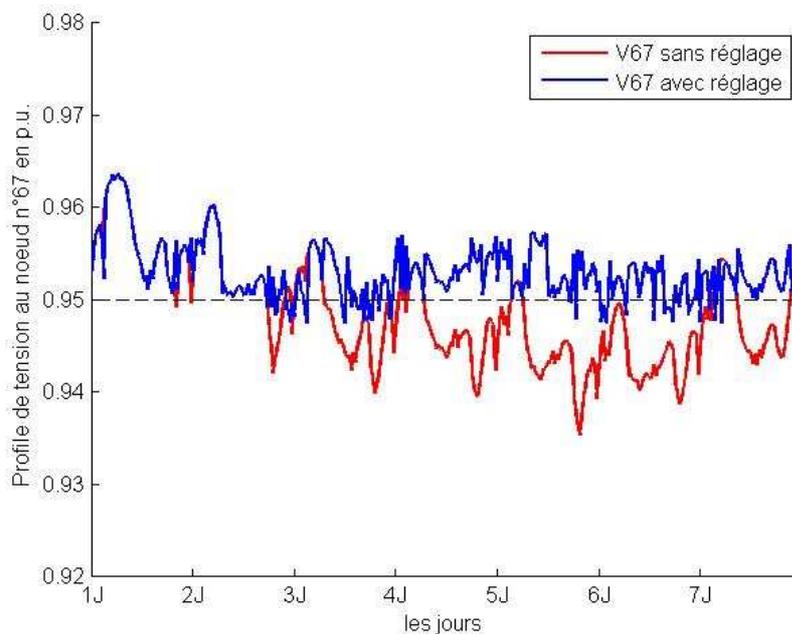


Figure III-16. Profil de tension du nœud 67

On a trouvé que le problème de sous-tension est presque résolu grâce au réglage de tension.

Le comportement du régleur en charge est présenté en figure III-17. Il est à noter que le changement de prise de l'OLTC est relativement fréquent (≈ 6.5 fois de manœuvres/jour) en raison de la variabilité de production des ressources intermittentes. Le changement du régleur en charge peut être limité tout en appliquant une contrainte spécifique dans l'optimisation.

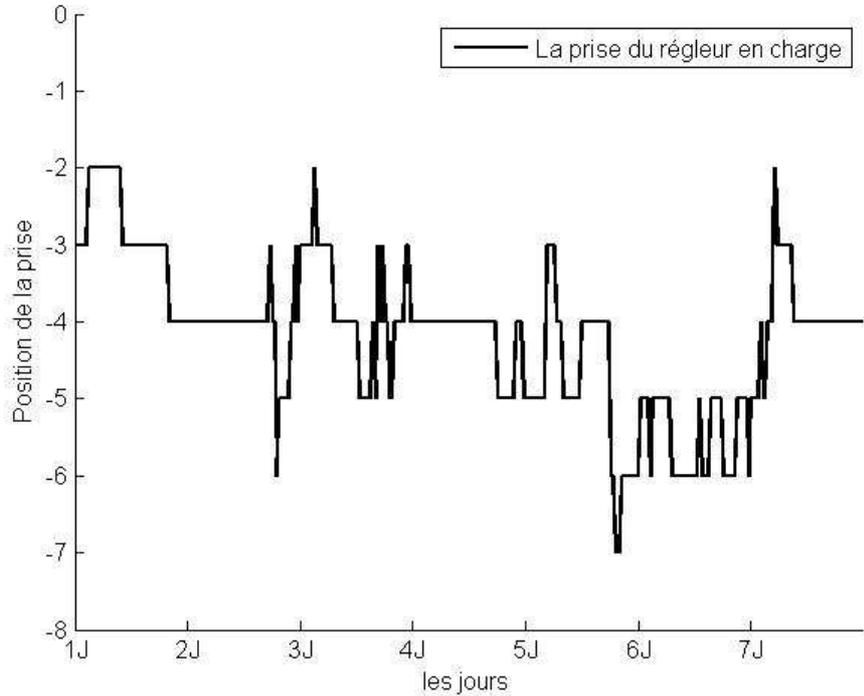


Figure III-17. le profil de l'OLTC avec le réglage

3.5. Comparaison avec les contraintes de l'OLTC

Les résultats numériques présentés en partie précédente ont montré le bon fonctionnement de l'approche proposée. Cependant il est à noter que l'opération du régleur en charge est plus fréquente par rapport à la situation réelle (3 à 4 fois par jour), ce qui va augmenter l'usure du dispositif et réduire sa durée de vie. L'opération fréquente du régleur en charge est due à la variabilité des productions décentralisées injectées dans le réseau. Réduire le changement de prise du régleur en charge peut être un intérêt pour le gestionnaire du réseau quand il adopte une stratégie de réglage de la tension. Dans cette section nous avons pris en compte des contraintes du régleur en charge pour limiter le nombre de changement maximal pendant une journée et une comparaison entre eux a été présentée.

3.5.1. Contraintes pour limiter l'opération de l'OLTC

Compte tenu du fait que la formulation de l'optimisation proposée dans ce chapitre s'applique à un créneau de temps de 30 minutes plutôt qu'une journée, il ne convient pas d'ajouter directement la contrainte du nombre maximale de changement de prises du régleur en charge pendant la journée. De ce fait, nous proposons les deux contraintes suivantes pour limiter le changement du régleur en charge :

- Contrainte n°1 : Si le régleur en charge a été opéré **1** fois depuis **n** heures, alors il est bloqué et les optimisations ne se font que avec les seules variables P et Q.

- Contrainte n°2 : Si le régleur en charge a été opéré **2** fois depuis **2*n** heures, alors il est bloqué et seules les variables P et Q sont utilisées pour l'optimisation.

On remarque que dans la contrainte n°2 si la première opération du régleur en charge a été passée depuis **2*n** heures, il est possible d'utiliser le régleur en charge en optimisation bien que la deuxième opération ait lieu depuis moins de **2*n** heures. La contrainte n°2 est moins stricte par rapport à contrainte n°1 comme elle permet d'effectuer deux opérations pendant une courte durée.

On suppose que le nombre de changement ne doit pas dépasser 4 fois par jour. Donc on prend **n** égal à 6 heures, alors **2*n** égal à 12 heures.

Ensuite nous allons appliquer ces deux stratégies dans le scénario présenté à la section 3.5.3 et comparer avec la situation sans contrainte.

3.5.2. Résultats numériques et comparaison

Ces deux stratégies sont appliquées pour le scénario présenté précédemment. Les figures III-18 et III-19 représentent respectivement le comportement du régleur en charge avec ces deux contraintes.

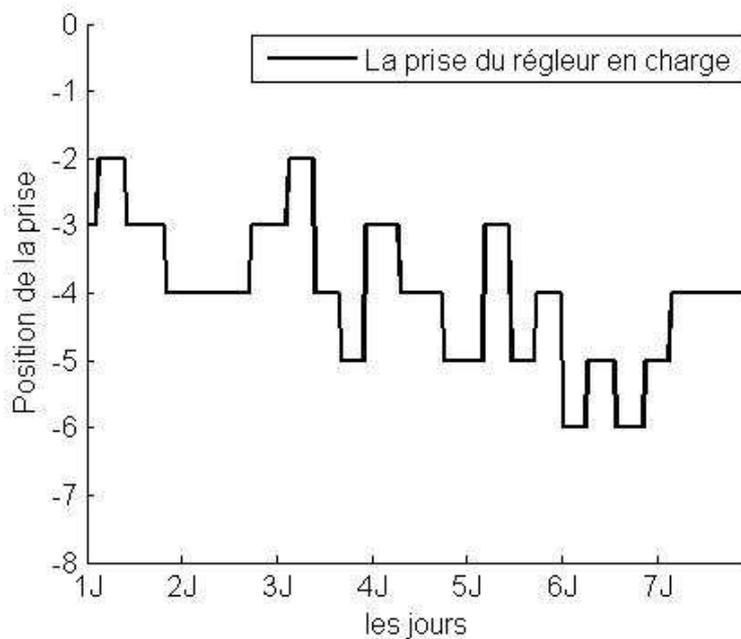


Figure III-18. Le profil de l'OLTC avec la contrainte 1

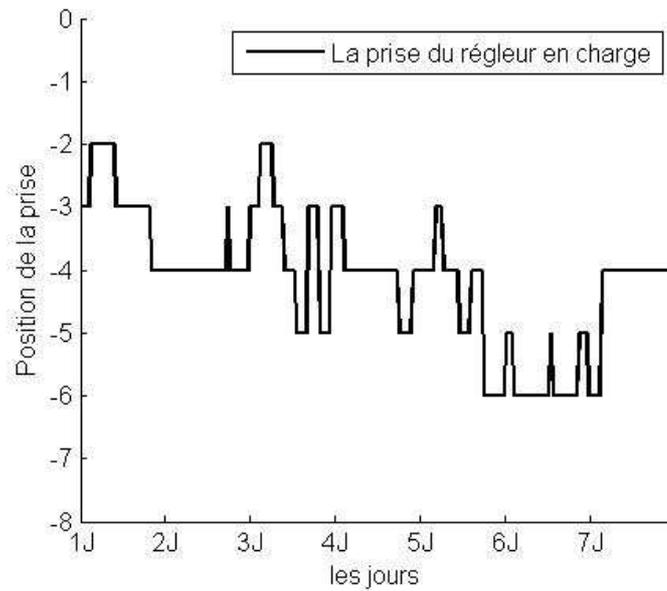


Figure III-19. Le profil de l'OLTC avec la contrainte 2

Le profil avec la contrainte 1 compte environ 3 manœuvres par jour et celui avec la contrainte 2 environ 4 fois par jour. En comparant avec la figure III-17, les deux contraintes ont réduit le nombre de changement de prise par rapport à celui sans contrainte.

Puis on va constater la contrainte de tension avec la limitation du régleur en charge. La tension au nœud n°18 est présentée dans les figures III-20 et III-21.

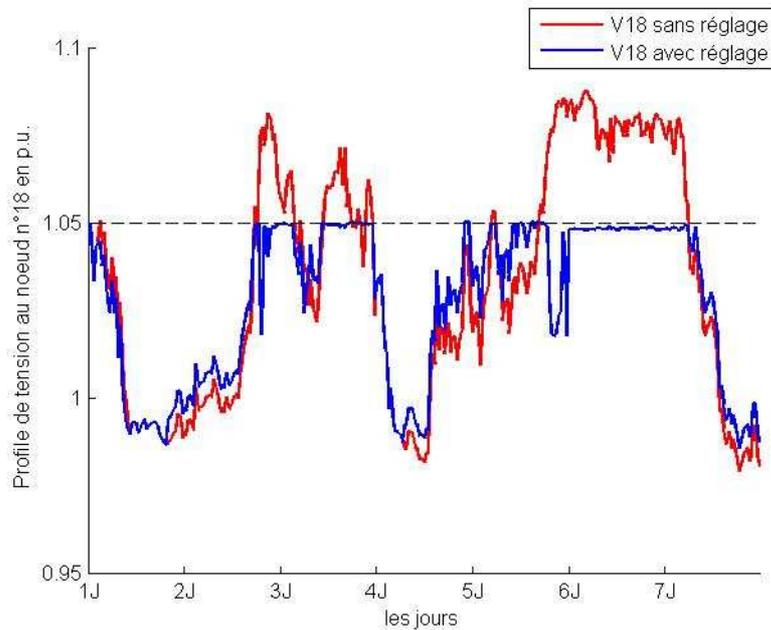


Figure III-20. La tension V18 avec la contrainte 1

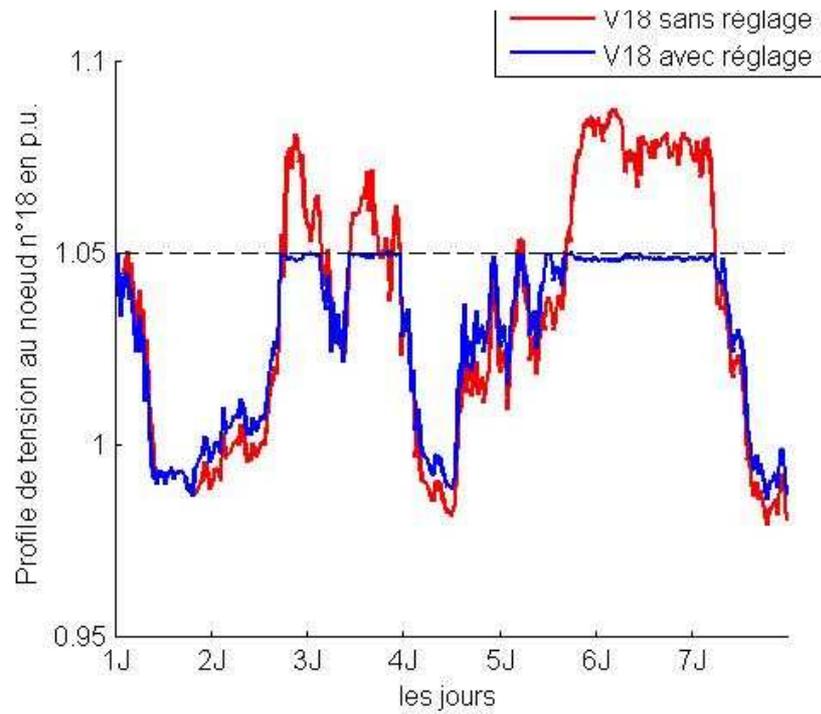


Figure III-21. La tension V18 avec la contrainte 2

Ainsi que la tension au nœud n°67 dans les figures III.21 et III.22.

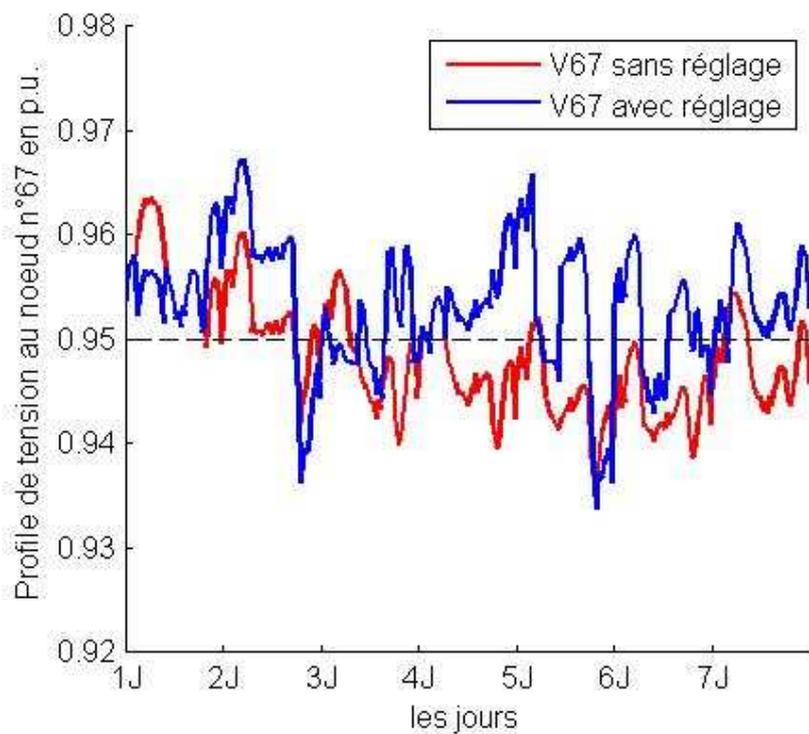


Figure III-22. La tension V67 avec la contrainte 1

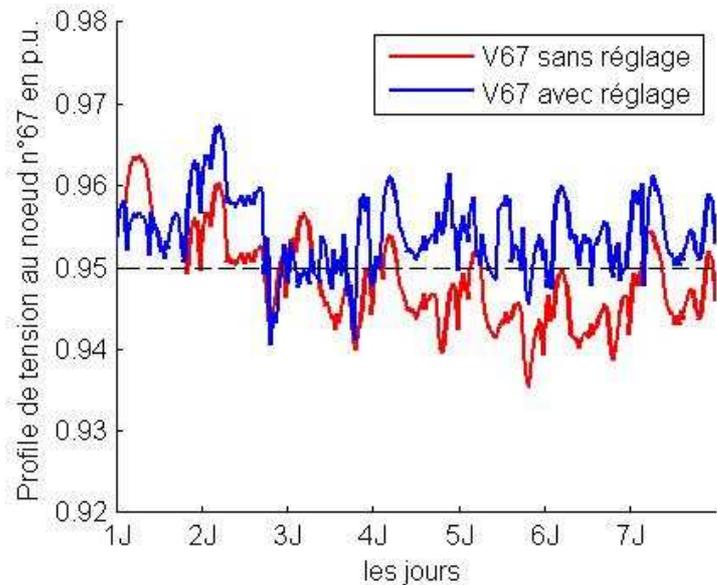


Figure III-23. La tension V67 avec la contrainte 2

Dans les figures III.19 et III.20 on a vu que les contraintes de l'OLTC ont peu d'impacts sur la tension au nœud avec DG. C'est parce que le DG peut réduire sa production afin de lever la contrainte de tension au cas où le fonctionnement de l'OLTC serait limité. Par contre, le problème de sous-tension comme celui au nœud 67 n'est pas du tout maîtrisé. C'est parce que l'OLTC est le seul moyen disponible pour limiter la chute de tension. Dans ce cas-là, le pilotage des charges flexibles permettra de lever la contrainte de tension en limite basse, ce qui sera discuté dans le chapitre VI. Notamment, on peut constater que le problème de sous-tension avec la contrainte n°1 est plus sévère, ce qui est raisonnable car la contrainte n°1 est plus stricte pour à opérer l'OLTC. Pour le cas avec la contrainte n°2, la tension s'avère moins souvent inférieure à la limite réglementaire par rapport à la contrainte n°1. L'allure de la tension V67 dans ce cas est presque toujours plus élevée que la limite minimale de tension sauf les créneaux de temps pendant les jours 2J et 3J.

Les tensions maximale et minimale, les productions décentralisées aux DG1 et DG3 réduites avec les différentes stratégies ainsi que le nombre de changement de l'OLTC sont présentés au tableau III.4.

Tableau III-4 Performances avec différentes contraintes d'OLTC

Type de contrainte OLTC	Initial	Contrainte n°1	Contrainte n°2
Eff. DG1 (MWh/semaine)	16,15	10,29	16,13
Eff. DG3 (MWh/semaine)	1,57	24,90	2,22
Changement OLTC (par jour)	9fois	2,57fois	4,0fois
Vmax dans le réseau (pu)	1,050	1,051	1,051
Vmin dans le réseau (pu)	0,948	0,934	0,941

Avec le tableau III.4, on peut conclure que l'optimisation de la tension avec les contraintes sur l'OLTC permet de diminuer fortement les changements de prise dans une journée, mais elles vont augmenter l'effacement de DG et la tension minimale sera plus basse encore. Un compromis doit être considéré entre l'usure de dispositif et la performance de l'optimisation de tension. Plus stricte la contrainte de l'OTLC, plus les productions sont effacées et plus le profil de tension est dégradé. Compte-tenu de ces résultats présentés, la contrainte n°2 semble plus adaptée à appliquer pour l'optimisation de tension comparativement à la contrainte n°1.

3.6. Conclusion

Une optimisation PNM-D de régulation de la tension en utilisant le contrôle de DG est élaborée et présentée dans ce chapitre. Cette approche est mise en œuvre au travers de l'optimisation centralisée pour tous les dispositifs participant au réglage de tension. D'abord la prise du régleur en charge est pilotée afin d'enlever la violation de la contrainte de tension. Ensuite le contrôle de la puissance réactive de la production décentralisée est utilisé pour réduire la montée de tension due à l'injection de production décentralisée. Enfin, si nécessaire, un effacement de production décentralisée est effectué afin que la tension au point de connexion ainsi que sur d'autres départs respecte la contrainte de tension.

Les résultats numériques ont montré que l'approche proposée permet d'enlever la violation de tension due à la DG connectée dans le réseau de distribution existant. En appliquant une telle régulation, il est possible de faciliter l'agrégation de DG et finalement augmenter le taux du raccordement de la DG dans les réseaux sans violation de tension. La limitation de l'agrégation de la DG sera plutôt la contrainte du transit de la puissance apparente maximale sur les lignes de transmission.

La coordination entre l'action du régleur en charge et le contrôle de DG est essentiellement importante dans le réglage de tension. Cette coordination va augmenter significativement l'opération du régleur en charge et donc réduit le cycle de vie du dispositif. Les contraintes sur le régleur en charge doivent être prises en compte afin de limiter le changement de prise par jour à un niveau raisonnable.

L'effacement de la production de DG est nécessaire dans le cas où d'autres moyens de réglage ne pourraient assurer le maintien de la tension entre la limite réglementaire. Cependant cette mesure est défavorable pour son opérateur car elle réduit l'énergie totale injectée par le DG dans le réseau et sa rémunération se dégrade. Une solution alternative est de profiter de la flexibilité des charges consommées le long du départ qui sont également capables d'influencer le plan de tension. Cette solution sera présentée dans le chapitre suivant.

IV. Une approche alternative du réglage de tension : contribution du demand response

4.1. Introduction

Le taux de pénétration de la production d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques augmente rapidement ces dernières années. Le caractère intermittent de ce type de production non-conventionnelle impacte le fonctionnement du réseau (réserve de puissance, gestion de la tension en distribution, protection), les gestionnaires de réseau sont amenés à renforcer leurs réseaux pour augmenter la capacité d'accueil de ces énergies.

Une solution pour répondre à une partie de ces questions est de profiter de la flexibilité de la charge présente sur le réseau. Les charges flexibles sont, par exemple, les charges thermiques pour le chauffage et la production de froid (ou la climatisation), la ventilation, des procédés industriels, mais aussi le refroidissement mais aussi la recharge de véhicules électriques (VE). L'augmentation des VE et autres moyens de transport (bus, tram) est prévisible à cause des enjeux contre la pollution. Le pilotage de ces charges devient possible dans le contexte de la mise en place progressive des réseaux intelligents. Plusieurs études se sont déjà intéressées à l'utilisation de charges flexibles pour rendre des services au réseau ([Sullivan *et al.*, 2013]). Le pilotage des charges flexibles est aussi utilisé pour le contrôle de tension dans [Christiakou *et al.*, 2014].

Dans ce chapitre une approche de la gestion de la charge flexible est proposée pour contribuer au réglage de tension dans un réseau de distribution. Le problème de tension dans le réseau électrique est très local par rapport au problème de fréquence. Compte-tenu d'un rapport de R/X proche de l'unité sur les lignes de distribution, la puissance active peut avoir une influence sur le plan de tension comme la puissance réactive, voire de façon plus importante que celle-ci puisque R est supérieur à X sur les lignes HTA câblées (et encore plus en BT). Cette influence dépend de la topologie du réseau ainsi que des flux de puissance. La suite de ce chapitre est organisée dans cet ordre : d'abord la flexibilité des charges et leur gestion dite « demand response » sont présentées ; ensuite la modélisation d'un type de charge thermique est présentée ainsi que le profil de modélisation simplifié en cas de foisonnement ; puis un modèle statique ZIP des charges est introduit pour étudier le couplage de la tension et la puissance de charge ; une application de la charge flexible à l'optimisation du réglage de tension est présentée. Leurs contraintes et faisabilité sont évaluées ; enfin une conclusion et perspective est donnée.

4.2. Flexibilité de la charge pour le programme de « demand response »

La gestion de la demande est une définition générale et indirecte du contrôle de la demande puisqu'elle présente toutes les actions pouvant amener le consommateur à modifier la puissance électrique consommée ou le moment de sa consommation afin de rendre des services au système électrique. Elles peuvent représenter des actions financières comme les programmes de tarifications, des actions basées sur des décisions politiques ou des actions de contrôle appelées les actions de « demand response » (DR). Dans cette étude nous nous intéressons aux actions de DR ou le contrôle de la charge.

Les charges connectées dans le réseau de distribution peuvent être classées en deux catégories : non-flexibles et flexibles. La première partie concerne les charges qui sont forcément consommées par les clients sans pilotage. Pour la seconde partie, les clients peuvent diminuer et/ou déplacer dans le temps leur consommation. Le pilotage des charges flexibles permet de répondre à deux types de situations :

- Le premier cas est en réponse à une offre du marché dans le but d'avoir des rémunérations ;
- Le second cas est en réponse à un appel de l'opérateur du réseau afin de résoudre des contraintes sur le réseau.

Dans le cas d'une réponse à une offre du marché, la participation au pilotage de charge peut recevoir des contreparties financières ou des réductions de facture d'électricité.

En cas d'appel d'urgence pour résoudre une contrainte réseau, la contribution ne recevra probablement pas de compensation. En effet, comme la non-participation des clients peut engendrer une panne sur le réseau, il est préférable qu'ils acceptent de diminuer leur consommation pendant quelques heures plutôt que d'être totalement coupés pendant une longue durée.

Compte-tenu de l'augmentation des charges dans les réseaux de distribution ainsi que l'injection des productions décentralisées, les contraintes de tension et des surcharges locales sur les lignes deviennent un problème plus sévère pour l'opérateur. Profiter de la flexibilité de la charge sera un choix potentiel pour soulager les contraintes sur le réseau. Il faut cependant prendre en compte que piloter une charge ne doit pas affecter de manière critique l'application liée à la charge pilotée ou le confort du consommateur.

Six modifications typiques de la courbe de charge apparaissent dans la figure VI-1, elles sont définies par [Chuang *et al*, 2008] :

- **Efficacité énergétique (strategic conservation)** : obtenue en utilisant les mêmes charges électriques mais ayant une performance énergétique plus élevée (ou qui ont une puissance nominale moins élevée).
- **Comblent les creux (valley filling)** : qui consiste à consommer pendant les périodes creuses par exemple en rechargeant les voitures électriques.
- **Evolution stratégique de la consommation** : qui consiste à contrôler la croissance de la consommation journalière.

- **Déplacement de consommation (load shifting)** : qui consiste à déplacer la consommation des charges électriques causant la pointe de consommation journalière aux périodes creuses.
- **Couper la pointe** : ou aplatir les pointes en couplant les charges électriques non thermiques consommant pendant ces dernières périodes comme les lumières. Il y a ici une réduction du service rendu, ou cela peut être une meilleure efficacité des charges utilisées à la pointe.
- **Rendre la courbe de charge plus flexible**: qui consiste à donner de la flexibilité à la courbe de consommation journalière en modulant la puissance consommée des charges électriques.

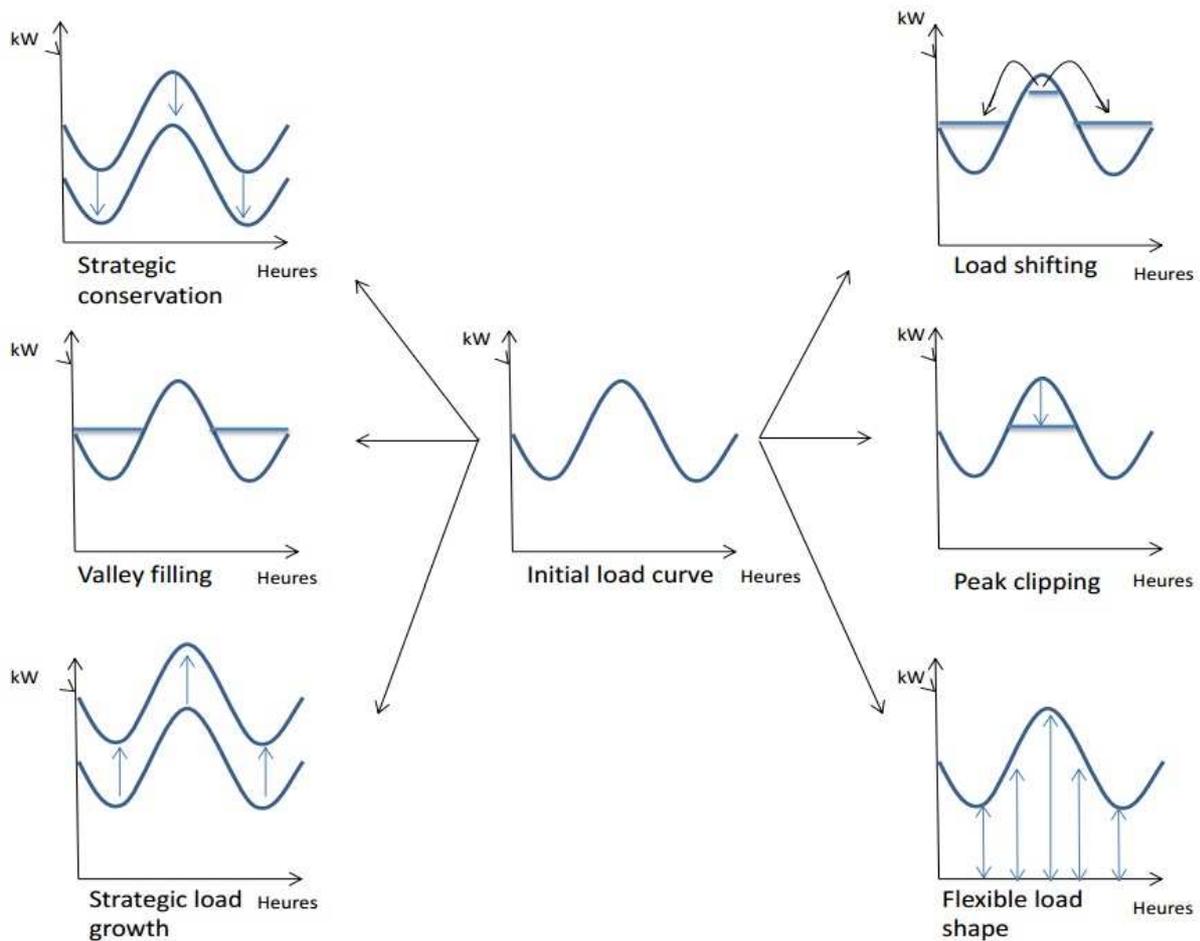


Figure IV-1. Modifications typiques de courbe de charge

4.2.1. Caractéristiques de flexibilité pour les charges

La part des charges flexibles pouvant participer aux actions de DR est déterminée par les caractéristiques suivantes [Olsen *et al.*, 2013] :

4.2.1.1. Disponibilité

La disponibilité de la charge concerne le pourcentage des charges effaçables ou déplaçables dans le temps parmi l'ensemble de charges pour répondre à une sollicitation de DR, à condition qu'il existe suffisamment de moyens de communication, de commande ainsi que la motivation. Au cas où la flexibilité serait bidirectionnelle, c'est le pourcentage de charges que l'on peut augmenter ou diminuer.

4.2.1.2. Contrôlabilité

La contrôlabilité de la charge traduit le pourcentage des charges équipées des dispositifs nécessaires de communication et de contrôle permettant de traiter la sollicitation de DR.

4.2.1.3. Acceptabilité

L'acceptabilité de la charge traduit le pourcentage des charges qui sont prêtes à accepter la sollicitation de DR pour obtenir des rémunérations si possible.

Ces caractéristiques permettent d'évaluer le pourcentage de charge flexible à chaque instant d'échantillonnage sur le profil de consommation totale et il est pris en compte dans la programmation optimale de DR.

4.2.2. Infrastructures générales ciblées au DR

L'infrastructure de DR est composée de différents dispositifs dans le réseau, tels que la chaîne de communication, la chaîne de mesure et la chaîne de contrôle.

4.2.2.1. La chaîne de communication

En ce qui concerne la chaîne de communication, plusieurs technologies sont utilisées pour transférer les données de consommation du client au gestionnaire de réseau ou au gestionnaire local de la charge. Quelques exemples disponibles sont les suivants :

- Câbles Modem installés en dessus des lignes de puissance (PLC-Power Line Carrier).
- DSL (Digital Subscriber Line).
- Réseaux sans fil (Wifi, cellulaire, ...etc.).
- Les limiteurs passe bande (BPL) en dessus des lignes de puissance.
- Les fibres optiques.
- Zig Bee (Réseaux sans fil avec capteurs).

L'utilisation des technologies web et Internet permet de réaliser une communication rapide entre le gestionnaire et les compteurs pour envoyer des signaux de commande à la charge flexible, et donc il est possible de solliciter une action de DR en temps réel.

4.2.2.2. La chaîne de mesure

La chaîne de mesure consiste à mesurer la valeur de consommation à un moment donné afin de solliciter une action de DR plus précise. En comparant la mesure de consommation après une action de DR et la valeur prévue, on peut mesurer la réduction réalisée pendant la période de DR.

Quelques types de compteurs intelligents sont actuellement exploités par les gestionnaires du réseau pour mesurer la consommation du client. **AMR** (Automated Meter Reading) est un compteur qui relève les informations sur la consommation électrique pour les envoyer vers le gestionnaire du comptage. Ces informations sont sauvegardées par l'AMR afin qu'elles soient transmises au centre de contrôle à distance des compteurs. **AMM** (Automated Meter Management) correspond à un compteur AMR avec des prestations complémentaires (de mise en service, de changement de seuil

de puissance, etc.); il permet une communication bidirectionnelle entre le compteur et le gestionnaire du comptage (dans les deux sens). [Capgemini Consulting, 2007].

L'**AMI** (Automated Meter Infrastructure) désigne l'ensemble des composants techniques du comptage évolué pour permettre le fonctionnement de l'AMM. Les principales fonctions du système AMI sont :

(i) l'affichage des données horaires de consommation électrique de chaque consommateur ou chaque intervalle de 15 à 30 minutes, (ii) la connexion ou la reconnexion à distance de quelques compteurs, (iii) la mise à jour des logiciels à distance, (iv) la capacité à envoyer des messages aux équipements dans les maisons des consommateurs afin d'obtenir la demande active, (v) la notification de déconnexion et de reconnexion des charges électriques, (vi) la facturation, (vii) la lecture des compteurs à distance, (viii) l'enregistrement journalier des données de comptage pour un nombre défini de jours (de 7 à 45 jours selon l'utilité), et enfin (ix) la capacité d'étendre les applications d'AMI pour se connecter à plusieurs appareils électriques à l'intérieur des maisons. [FERC, 2008].

4.2.2.3. La chaîne de contrôle

La chaîne de contrôle comprend des appareils qui contrôlent directement la consommation des charges à distance. Le mode de contrôle peut être déconnexion/reconnexion ou réglage de thermostat pour les charges thermiques. Les ordres de contrôle des charges sont émis soit par le gestionnaire du réseau qui exploite le système électrique, soit un opérateur de flexibilité indépendant. Ces opérateurs ont plus tendance à adopter les infrastructures internet pour envoyer les ordres de contrôle, puisqu'ils n'ont pas totalement la liberté d'accès aux infrastructures du système électrique.

Dans le cas où les signaux de contrôle sont gérés par le gestionnaire du réseau, ceci se fait par une infrastructure intégrée au système électrique et qui passe par les postes sources et les lignes électriques (courants porteurs en ligne, CPL).

4.2.3. La structure intelligente du DR

Le programme du DR peut être mis en place dans un réseau intelligent sous une structure de trois niveaux, dont une vision est donnée par la figure IV-2 ([Boëda, 2009]).

Le premier niveau se situe en aval du compteur des clients. Leurs consommations y seront collectées et enregistrées, pour être envoyées au niveau supérieur.

Le second niveau, supérieur au précédent, est au niveau d'un poste HTA/BT, ou d'une agrégation de clients d'un même fournisseur ou agrégateur. Les données relatives aux différents clients en fonction de leur profil y seront rassemblées et compilées. Les propositions de contrats faites aux consommateurs par leur agrégateur permettront à ce dernier d'offrir certains services (réserve, effacement, ...) à la troisième couche.

Le dernier niveau se situe au niveau d'un poste source. En relation avec le niveau inférieur, il aura accès aux consommations des postes HTA/ BT ou des agrégations. Des incidents dans la poche de distribution en question pourront être résolus en envoyant des ordres aux niveaux inférieurs.

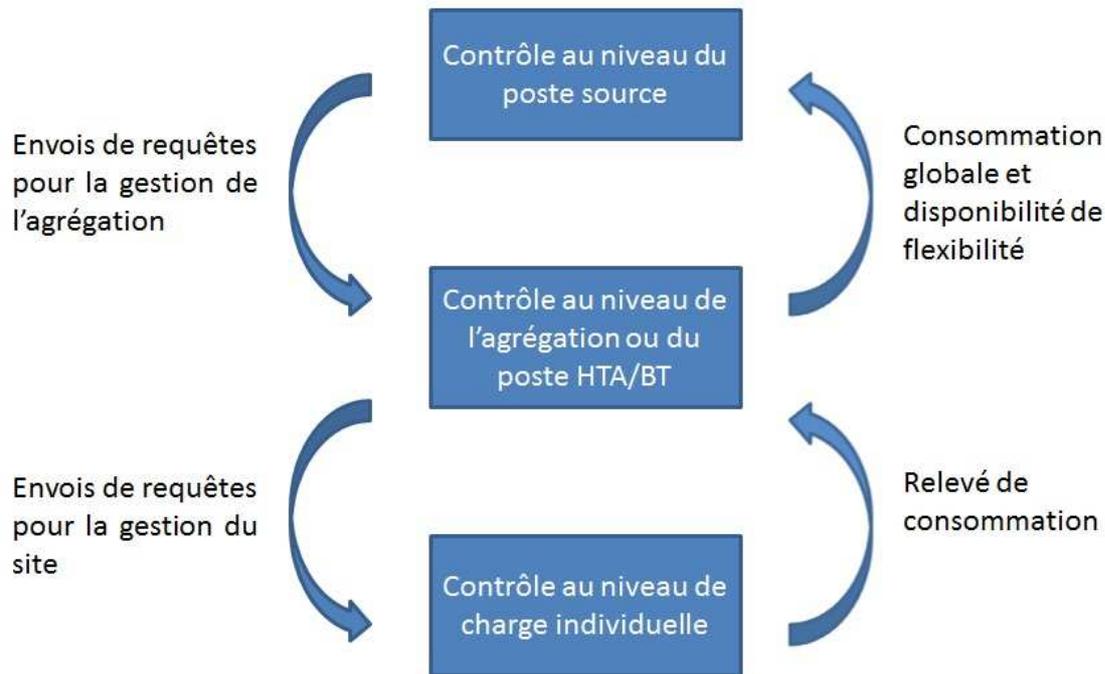


Figure IV-2. La structure multi-échelles d'un système de DR

4.2.4. Typologie des charges flexibles

Les types de charges flexibles peuvent être classés selon la capacité de ces charges à se déplacer dans le temps : 1) stockables thermiquement (comme le chauffage, le chauffe-eau et l'air conditionné) ; 2) stockables de façon électrochimique (comme les batteries des VE) ; 3) déplaçable (comme la machine à laver et le sèche-linge) ; 4) effaçable (comme l'éclairage à luminosité variable). Nous nous intéressons aux deux premiers types plutôt que les autres parce qu'ils peuvent représenter une flexibilité activable avec peu ou pas d'incidence sur les consommateurs.

4.2.4.1. Charges thermiques

Les charges thermiques sont capables d'emmagasiner de la chaleur dans l'environnement ambiant. Une part considérable de consommation dans les bâtiments résidentiel et industriel est due aux charges thermiques telles que le chauffage, le chauffe-eau et le climatiseur. Pour profiter de la flexibilité de ces charges, des études menées sur leurs caractéristiques et modélisations sont nécessaires.

Les bâtiments équipés des charges thermiques peuvent délester les charges pendant une certaine période sans impacter le confort des clients. Ils peuvent également être préchauffés ou pré-refroidis en prévision de contraintes du réseau. La gestion de ces charges dans un contexte de marché dérégulé et d'insertion des productions décentralisée, présente un challenge important pour le gestionnaire du réseau.

Les charges thermiques ont pour but de maintenir la température de dispositif à une consigne et parmi les limites admissibles. Elles fonctionnent en général selon un cycle ON/OFF. Si la température dépasse les limites admissibles, la charge est mise en marche afin que la température revienne vers la consigne. La charge produit de la chaleur à l'environnement ambiant quand elle est mise en marche. Dès que la température atteint les limites haute et basse, la charge change d'état (ON à OFF ou l'inverse). Les caractéristiques importantes sont la capacité thermique (inertie) et la résistance thermique d'échange avec l'extérieur (déperditions). La modélisation peut reposer sur des modèles physiques avec une représentation fine des échanges ou des modèles comportementaux (équivalents électrothermiques). La modélisation des charges thermiques est proposée dans les publications récentes [Saker, 2013].

4.2.4.2. Véhicules électriques (VE)

Les batteries des véhicules électriques sont capables de stocker l'énergie électrique lors de la recharge. L'énergie électrique stockée dans la batterie de VE est décrite par un terme physique sans unité SoC (ou State of Charge) qui indique le pourcentage et la quantité de l'énergie. La valeur de SoC est définie entre 0 et 1. Une valeur typique de SoC en cours de recharge est entre 0,2 et 0,8.

L'évolution temporelle du SoC pendant la durée de recharge est exprimée en équation 4-1 où W_{\max} représente l'énergie maximale de la batterie mesurée en Wh, $W(t)$ est l'énergie de la batterie à l'instant t et qui est égale à l'intégrale de la puissance de recharge (équation 4-2), P_{charging} , durant la période de 0 à t , W_0 est l'énergie initiale de la batterie (calculée par l'équation 4-3).

$$SoC(t) = W(t)/W_{\max} \quad (4-1)$$

$$W(t) = \int_0^t P_{\text{charging}} \cdot dt + W_0 \quad (4-2)$$

$$W_0 = SoC_0 \cdot W_{\max} \quad (4-3)$$

La disponibilité de VE peut être modélisée avec les profils empiriques de conduite dans une journée pour les utilisateurs. On peut utiliser une distribution normale pour décrire le départ et la rentrée d'un VE, afin d'obtenir le modèle statistique pour la disponibilité de VE. Les figures IV.3 et IV.4 ont présenté un exemple de la fonction de distribution respectivement pour le départ et le retour des VE pendant une journée selon les données statistiques en janvier et février de 2008 [Morrow *et al.*, 2008].

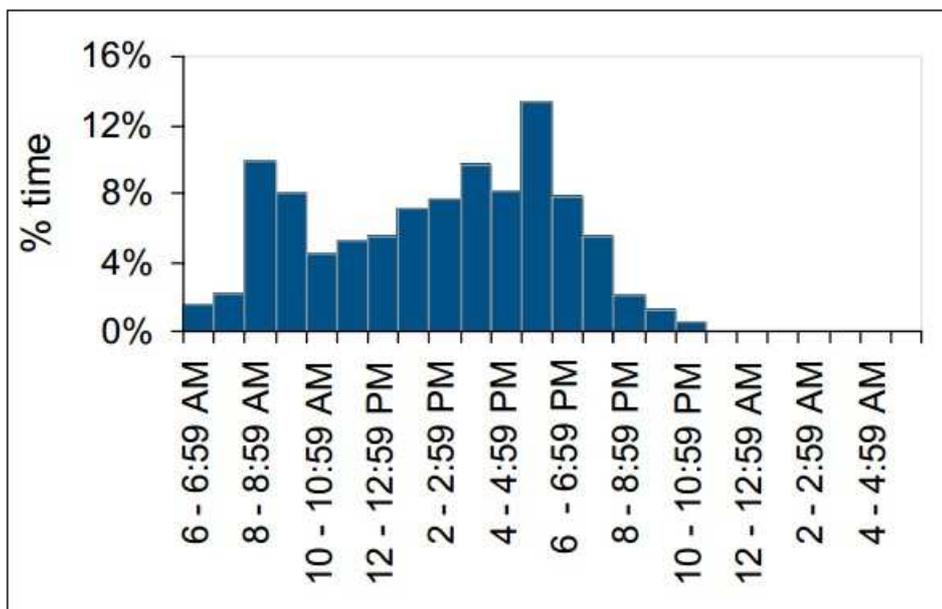


Figure IV-3. Le départ des VE sur la journée

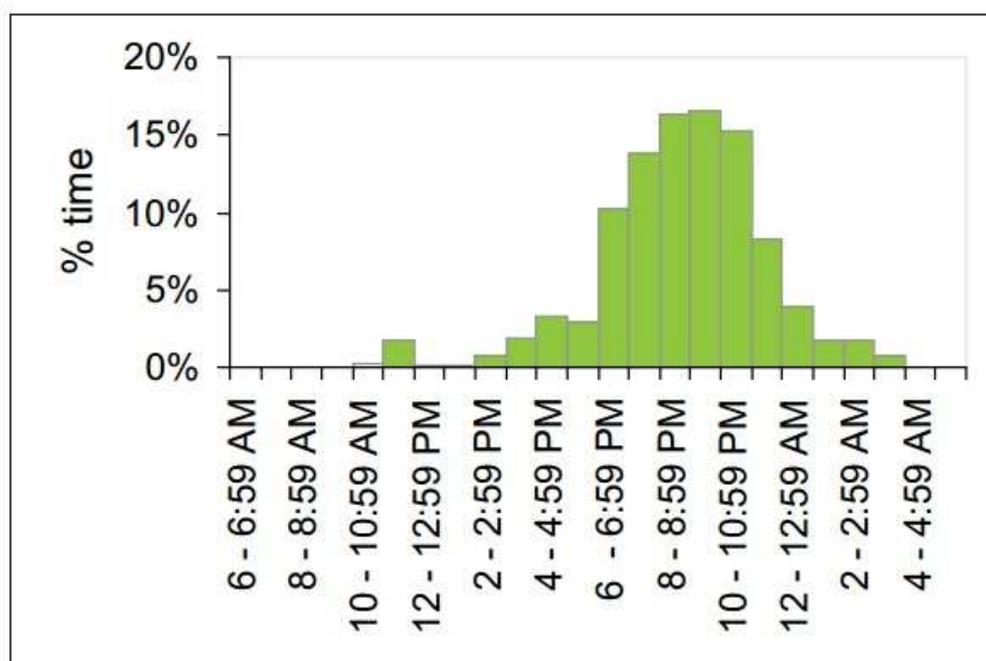


Figure IV-4. Le retour des VE sur la soirée

La puissance de recharge dépend des technologies de recharge développées. Dans le secteur résidentiel, la puissance typique est 3kW. Des câbles spéciaux à la station de recharge permettent de fournir une puissance de recharge jusqu'à 43kW en AC, et 50kW en DC [Chademo, 2014]. Le tableau IV-1 présente des paramètres de recharge avec différentes technologies et véhicules [Morrow *et al.*, 2008].

Tableau IV-1. Différentes technologies de recharge pour VE

Niveau de recharge	Type de tension	Courant maximal	Durée de recharge (à 80% 24kWh)	Puissance de recharge	Endroit de recharge
Niveau 1	AC monophasé	16A	7-8 heures	3kW	Résidence
Niveau 2	AC triphase	32A	1-2 heures	22kW	Tertiaire ou station commerciale
Niveau 3	DC	400A	15-30 minutes	50kW	Station commerciale

Si le déploiement des VE atteint –à plus ou moins court terme– les objectifs des gouvernements, on peut envisager que les VE puissent jouer un rôle important dans le contexte du futur smart grid. L’usage de la recharge ou décharge de la batterie de VE autour du concept V2G (Vehicle to Grid) donne lieu à de nombreuses publications ([Hosseini *et al.*, 2012], [Chukwu *et al.*, 2014]). Un des objectifs du smart grid consiste à profiter de la production décentralisée installée dans le réseau. Le gestionnaire du réseau peut ajuster la consommation de VE au travers de soit la tarification d’électricité variable selon la production des énergies renouvelable, soit une commande à distance pour moduler la puissance de recharge. Dans le contexte de V2G bi-directionnel, les batteries de VE sont utilisées pour soutirer de l’énergie lors des creux de consommation et injecter de l’énergie dans le réseau à la pointe. Donc, il faut que la station de recharge ou le véhicule soient équipés d’un convertisseur (celui-ci peut être dans la borne ou embarqué) qui permette de transférer le flux de puissance bidirectionnel selon une consigne donnée. Il faut aussi une communication massive pour gérer les flux de puissance, ainsi que la facturation et la rémunération de recharge de VE.

4.3. Modélisation de la charge flexible pour participer au réglage de tension

La gestion de la charge flexible ou le DR joue un rôle important dans le contexte du futur smart grid puisque ses applications sont très diverses pour le réseau. D’une part, elle peut contribuer à l’équilibre consommation-production du grand réseau public ou du micro-réseau. D’autre part, elle permet de réduire les conditions contraignantes pour le fonctionnement du réseau comme le pic de consommation, la violation de tension ainsi que la surcharge des lignes. L’objectif dans notre étude concerne l’application de DR comme moyen supplémentaire pour le contrôle de tension. Pourtant il faut tenir compte du modèle de charge pour intégrer le DR dans une stratégie du contrôle de tension.

Plusieurs approches ont été développées afin d’obtenir des modèles de charges précis. Il existe principalement deux types de modèles : le modèle physique et le modèle comportemental. Le premier modèle consiste à s’appuyer sur des connaissances fondamentales et les phénomènes

physiques qui affectent le système. Ce modèle physique, tel que l'exemple présenté dans la section suivante, est en mesure de donner des résultats précis en simulation, mais il nécessite de connaître des paramètres exactes des charges.

Le modèle comportemental est utilisé quand on n'a pas de connaissances suffisantes du système pour pouvoir établir un modèle physique. Un exemple de ce modèle s'établit sur des caractéristiques électrothermiques pour les charges thermiques proposées dans les publications récentes [Saker, 2013].

Une autre classification s'est opérée entre modèles statiques et dynamiques. Les modèles statiques sont indépendants du temps et les modèles dynamiques décrivent l'évolution des charges avec une dépendance du temps. Dans le cadre des charges électriques, la modélisation statique lie la tension aux puissances active et réactive consommées par la charge en régime permanent.

Pour faire le lien entre le réglage de tension et le comportement des charges, le modèle des charges flexibles est présent dans deux aspects : d'abord nous présentons le modèle physique d'une charge thermique typique et l'effet CLPU qui affecte le profil de charge après une action DR, son influence sur le confort de client et les contraintes est aussi prise en compte ; puis le modèle statique de charge est donné afin de mettre en évidence le couplage de la tension et la charge, celui-ci permet de calculer le load-flow optimal pour l'optimisation de tension.

4.3.1. Modèle physique de « DR » d'un parc de charges thermiques

Le profil de consommation avec une sollicitation de DR dépend du type de charges participant à l'action de DR. Dans cette partie nous nous intéressons au profil des charges thermiques puisqu'il est montré qu'un phénomène négatif suit l'application des actions de DR. Ce phénomène nommé CLPU (Cold Load Pick-Up) ou effet rebond apparaît après l'effacement des charges thermiques tandis qu'il apparaît peu si la charge est de type électrothermique comme la batterie de VE [Saker, 2013].

Pour présenter le profil de consommation avec le CLPU, un modèle physique d'un parc de charges thermiques est introduit avec des caractéristiques dans [Christakou *et al.*, 2014].

4.3.1.1. Modèle d'un parc de charges thermiques

Ici on introduit un modèle physique de la charge thermique pour le refroidissement proposé par [Lu *et al.*, 2004]. On suppose que la charge fonctionne avec un mode binaire (0 ou 1) et son état est déterminé de telle sorte que sa température interne soit toujours limitée dans la plage admissible $[\theta_{\min}, \theta_{\max}]$.

On considère que le temps est discret, alors l'état de la charge à chaque pas de temps est $X(t)$, et on dénote $X(t) = 1$ pour l'état ON et $X(t) = 0$ pour l'état OFF. La température interne $\theta(t)$ de la charge thermique peut évoluer avec le modèle suivant (équation 4-1) proposé par [Constantopoulos *et al.*, 1991].

$$\theta(t+1) = \varepsilon \cdot \theta(t) + (1 - \varepsilon) \cdot \left(\theta_0 - \eta \frac{X(t) \cdot P_n}{A} \right) + \omega(t) \quad (4-1)$$

où $\omega(t)$ est un processus aléatoire de température qui modélise l'influence de la température extérieure. Les paramètres dans ce modèle et leur valeur sont présentées dans le tableau IV.2 ([Lu *et al.*, 2004], [Constantopoulos *et al.*, 1991] et [Keep *et al.*, 2011]).

L'évolution de l'état de charge peut s'écrire en équation 4-2.

$$X(t+1) = \begin{cases} 1 & \text{si } \theta(t+1) > \theta_{\max} \\ X(t) & \text{si } \theta_{\min} \leq \theta(t+1) \leq \theta_{\max} \\ 0 & \text{si } \theta(t+1) < \theta_{\min} \end{cases} \quad (4-2)$$

Dans les études suivantes, on suppose que le parc de charges possède 200 charges identiques pilotées par l'agrégateur. Donc la puissance totale du parc à chaque pas de temps est :

$$P(t) = \sum_{i=1}^{200} X_i(t) \cdot P_n \quad (4-3)$$

Avec ce modèle on peut obtenir le profil de consommation du parc de charges après l'effacement.

Tableau IV-2. Caractéristiques de la charge modélisée (production de froid)

Paramètre	Description	Valeur
$[\theta_{\min}, \theta_{\max}]$ (°C)	Plage admissible	[3,8]
θ_0 (°C)	Température ambiante	Uni(10,15)
ε	Facteur d'inertie de cette charge	$\varepsilon = \exp(-\tau A / m_c)$
$T_c = m_c / A$ (s)	Constante temporelle	Uni(1.326,2.778)
η	Coefficient de performance	1.5
τ (s)	Pas de temps	1
A (kW/°C)	Conductivité thermique	10.563
P_n (W)	Puissance nominale	150

où la notation «Uni(a,b)» indique une distribution uniforme entre la plage (a,b).

4.3.1.2. Effet rebond (CLPU)

L'effet rebond (CLPU) est lié à un phénomène présent sur le profil de consommation qui suit la reconnexion ou la mise en marche brutale d'un ensemble de charges électrothermiques après un effacement pendant une certaine durée. Ce phénomène apparait à cause d'un effet de synchronisation à la remise en route car elles vont presque toutes se réenclencher simultanément. La figure IV-5 représente le profil de la consommation des charges présentées ci-dessus dont 50% est effacée entre 12h et 13h. C'est-à-dire que ces charges sont mises en arrêt pendant une heure.

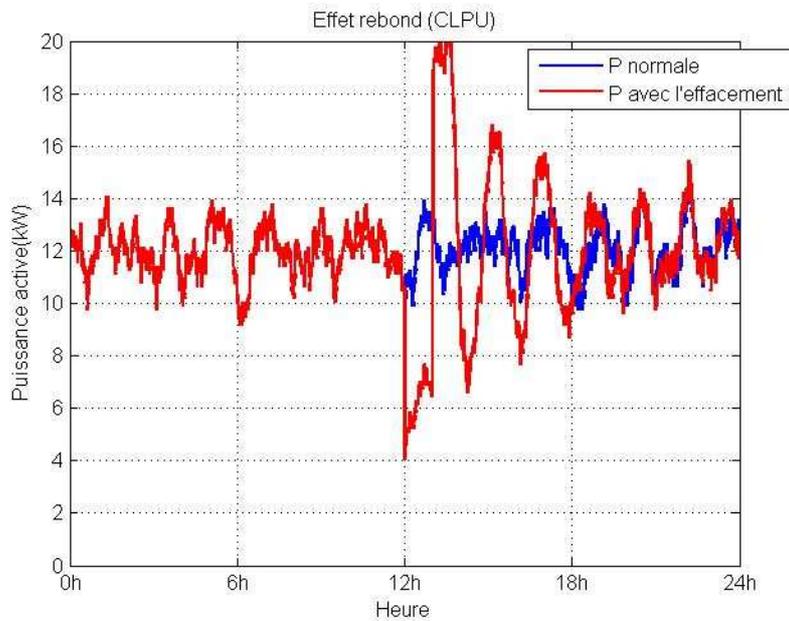


Figure IV-5. Le phénomène CLPU

On a constaté que le CLPU apparait comme un pic de la consommation. Il y a aussi une oscillation de la consommation dû au CLPU, le temps que les charges se désynchronisent par la diversité des comportements et caractéristiques

Le CLPU peut être décalé dans le temps si les charges sont pilotées d'une manière plus complexe. Par exemple dans le cas de la figure IV-6, seule la moitié des charges effacées est remise en route à 13h, l'autre moitié à 14h. Ainsi le premier groupe est effacé 1h et le second 2h. Dans ce cas on observe un effet sur le CLPU et la disparition des oscillations après l'opération de DR.

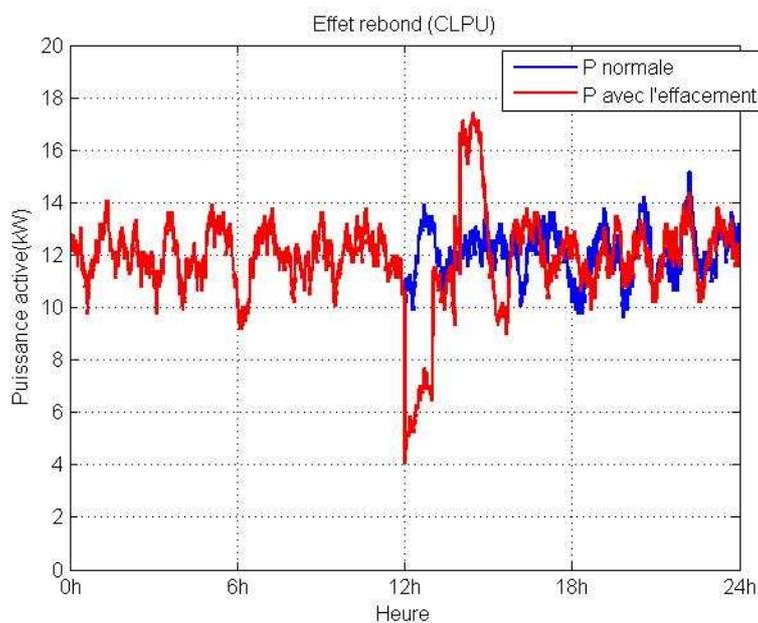


Figure IV-6. Le phénomène CLPU ajusté

On a constaté que le CLPU est moins sévère et décalé d'une heure. L'idée de ce contrôle de CLPU est de ne pas relaxer toutes les charges concernées après l'action DR, mais d'en conserver une partie en arrêt durant un certain temps pour éviter que toutes les charges soient mises en marche en

même temps. Une optimisation par groupe de l'effacement des charges est présentée en détail dans [Saker, 2013] afin de maîtriser le profil de CLPU.

4.3.1.3. Caractéristiques de l'effet rebond

L'effet rebond est caractérisé par sa magnitude et sa durée. La magnitude du CLPU est définie comme un rapport de la valeur maximale du profil avec l'action de DR sur la valeur normale sans DR. L'équation 4-4 présente le calcul de la magnitude de CLPU.

$$CLPU(pu) = \frac{P_{\max}(t = t_{\max})}{P_{\text{normale}}(t = t_{\max})} = \frac{P_{\text{normale}}(t = t_{\max}) + \Delta P}{P_{\text{normale}}(t = t_{\max})} = 1 + \frac{\Delta P}{P_{\text{normale}}(t = t_{\max})} \quad (4-4)$$

où t_{\max} est l'instant avec une puissance maximale lors de l'effet CLPU.

Nous définissons la durée du CLPU comme la période pendant laquelle le CLPU maintient 70% de sa valeur.

La magnitude du CLPU dépend intrinsèquement du caractère de la charge. Pour le profil en figure IV-1, on peut voir que la magnitude est égale à $2.0pu$, et la durée est égale approximativement à 30 minutes. La magnitude dans ce cas est limitée par la puissance maximale des charges totales.

4.3.1.4. Les profils approximatés de DR

Les profils de consommation peuvent être approximatés au niveau de l'agrégateur ou du départ où les charges sont raccordées en cas de foisonnement. Ces profils approximatés sont caractérisés par leurs paramètres tels que la puissance sollicitée ΔP_{DR} et la durée de DR T_{DR} , la magnitude de CLPU ΔP_{CLPU} ainsi que le cycle de « demand response » T_{cycle} .

Selon ces caractéristiques de DR, on peut avoir les profils approximatés suivants avec différentes formes :

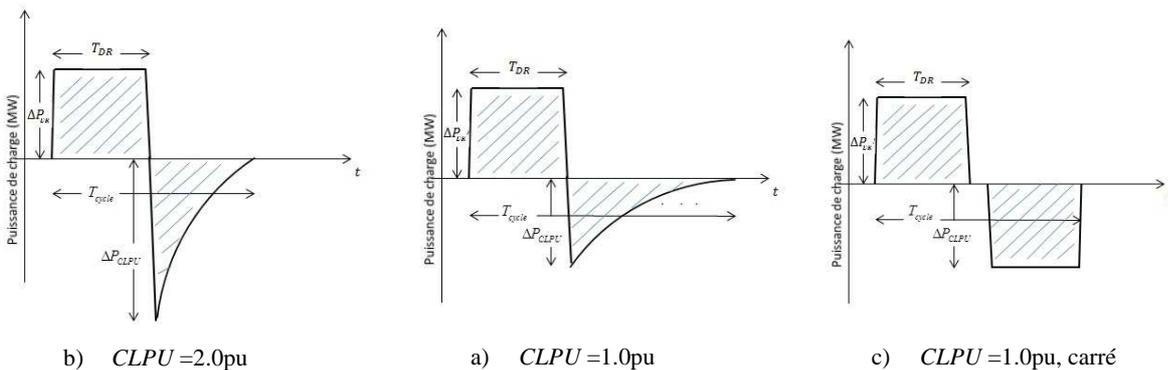


Figure IV-7. Profils approximatés de DR avec différents CLPU

Notons que l'effacement pour ces profils se fait à hypothèse d'iso-énergie puisque les durées sont suffisamment courtes.

Avec les profils de charges approximés on peut évaluer de manière simple les impacts de DR sur les flux de puissance du réseau de distribution ainsi que le profil de tension à l'aide des calculs du load-flow. Ils permettent de prévoir l'influence de DR au court de tout le cycle de DR.

4.3.2. Contraintes du programme de DR

Pour appliquer l'action de DR pour des services au réseau, il faut tenir compte des contraintes lors de son application afin de ne pas influencer de manière critique le fonctionnement des charges et le confort de leurs clients. Les contraintes de DR peuvent affecter le comportement de la charge, par exemple, la déviation de température pour les charges thermiques. Dans la suite trois contraintes sont définies pour limiter les impacts sur les clients.

- La fréquence de sollicitation : celle-ci représente le nombre maximal de sollicitation de DR par jour. Par exemple, trois ou quatre fois par jour.
- La durée de sollicitation : celle-ci représente la durée maximale pendant une action de DR. Elle ne dépasse pas 1 à 2 heures en général.
- La durée entre deux sollicitations : celle-ci représente la durée minimale entre deux actions de DR.

Ces contraintes ci-dessus permettent d'élaborer un algorithme de la planification de DR pour participer au réglage de tension tout en respectant le confort des clients.

4.3.3. Modèle de charge statique

Le modèle statique de la charge décrit les caractéristiques statiques de la charge qui sont indépendantes du temps. Dans cette étude, nous nous intéressons plutôt à modéliser le profil de la tension lié à la puissance active et réactive soutiré par la charge. Les modèles statiques de charges les plus communs pour les puissances actives et réactives sont exprimés sous une forme polynomiale ou exponentielle, avec éventuellement un terme de dépendance en fréquence. Ils sont présentés dans la suite.

4.3.3.1. Le modèle ZIP polynômial

Dans ce modèle ZIP la puissance de charge peut s'exprimer sous la forme polynômiale du second ordre en fonction de la tension au nœud. Il est constitué de trois composantes : la puissance constante (P), le courant constant (I) ainsi que l'impédance constante (Z). Pour la charge type P, la puissance de charge est indépendante de sa tension. Pour la charge type I, la relation est linéaire entre la puissance et la tension. Pour la charge type Z, cette relation est quadratique. Les équations 4-5 et 4-6 représentent respectivement l'expression de la puissance active et réactive avec ces trois composants.

$$P_i(V_i) = P_{i0} \cdot \left(a_1 \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right) + a_3 \right) \quad (4-5)$$

$$Q_i(V_i) = Q_{i0} \cdot \left(a_4 \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right) + a_6 \right) \quad (4-6)$$

V_{i0} , P_{i0} et Q_{i0} sont les valeurs des conditions initiales du système étudié au nœud i , et les coefficients a_1 à a_6 sont les paramètres du modèle.

4.3.3.2. Le modèle exponentiel

La dépendance de la tension pour la charge électrique peut s'écrire aussi sous une forme exponentielle,

$$P_i(V_i) = P_{i0} \cdot \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right)^{np} \quad (4-7)$$

$$Q_i(V_i) = Q_{i0} \cdot \left(\frac{V_i}{V_{i0}} \right)^{nq} \quad (4-8)$$

Les paramètres de ce modèle sont np et nq , et les valeurs des puissances active P_{i0} et réactive Q_{i0} aux conditions initiales. Particulièrement, si np et nq sont égaux à 0, 1 et 2, nous retrouvons les modèles à puissance constante, courant constant et impédance constante.

4.3.3.3. Le modèle fréquentiel de charge

Il est aussi possible que le modèle de charge dépende de la fréquence du système électrique. On peut exprimer cette relation en multipliant les modèles par un facteur dépendant de la fréquence.

$$P_i(f) = P_{i0} \cdot (1 + K_{fp} \cdot (f - f_0)) \quad (4-9)$$

$$Q_i(f) = Q_{i0} \cdot (1 + K_{fq} \cdot (f - f_0)) \quad (4-10)$$

où f_0 et f sont les fréquences nominale et relative de la tension du nœud, et les paramètres K_{fp} et K_{fq} représentent respectivement la sensibilité en fréquence de la puissance active et réactive.

4.3.4. Analyse de la sensibilité pour le couplage de la charge et la tension

Le lien entre la charge et la tension est non-linéaire comme cela a été présenté en section précédente. Pour pouvoir formuler l'algorithme d'optimisation de façon linéaire ou quadratique, il faut adopter une approximation linéarisée. La matrice de sensibilité du couplage V-C (tension-charge) est utilisée pour représenter la variation de tension au nœud pilote liée à une petite variation de la charge. Les parties suivantes vont présenter le calcul de cette matrice de sensibilité avec des modèles respectivement P constante et ZIP.

4.3.4.1. Matrice de sensibilité avec le modèle à P constante

Un modèle simple de charge en régime permanent est le modèle à P constante. Si on choisit ce modèle de charge, alors on retrouve les équations du load-flow classique et la matrice de sensibilité développée pour l'optimisation de la régulation de DG au chapitre III. On rappelle la matrice jacobienne des équations du load-flow :

$$\begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \end{bmatrix} \quad (4-11)$$

On peut obtenir le coefficient de sensibilité du couplage V-P :

$$\Delta V = \left(-\frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right)^{-1} \cdot \frac{\partial Q}{\partial V} + \frac{\partial P}{\partial V} \right)^{-1} \cdot \Delta P = S \cdot \Delta P \quad (4-12)$$

Les nœuds du système sont classés en deux catégories : g pour les productions et c pour les charges.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{Pgg} & S_{Pgc} \\ S_{Pcg} & S_{Pcc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_c \end{bmatrix} \quad (4-13)$$

Alors on a obtenu

$$\Delta V_c = S_{Pcc} \cdot \Delta P_c \quad (4-14)$$

où ΔP_c exprime la variation de puissance de la charge flexible. On peut solliciter une action du DR qui est limitée par la portion de charge flexible sur les charges totales.

Le calcul de la matrice de sensibilité pour la puissance réactive est similaire et on ne détaille pas.

$$\Delta V_c = S_{Qcc} \cdot \Delta Q_c \quad (4-15)$$

En supposant que le facteur de puissance de la charge ne varie pas, on peut avoir

$$\Delta V_c = S_{Pcc} \cdot \Delta P_c + S_{Qcc} \cdot \Delta Q_c = \left(S_{Pcc} + S_{Qcc} \cdot \text{diag}(\cos \varphi) \right) \cdot \Delta P_c \quad (4-16)$$

où $\text{diag}(\cos \varphi)$ est la matrice diagonale du facteur de puissance de la charge pour chaque nœud.

4.3.4.2. Matrice de sensibilité avec le modèle de charge ZIP

Dans le cas réel, l'hypothèse de puissance constante n'est pas toujours exacte pour modéliser le comportement de charge. Le modèle ZIP est donc utilisé pour le calcul du load-flow et la matrice de sensibilité avec une variation de charge. [Li *et al.*, 1999] ont développé un algorithme du power-flow de continuation (CPFLOW) pour calculer la courbe de V-C avec le modèle ZIP. Vu que la pente de la droite tangente à cette courbe V-C est liée à la sensibilité, on peut calculer le coefficient de la sensibilité avec le modèle ZIP.

Les équations du load-flow à la condition initiale se simplifient pour donner :

$$\begin{cases} P_0 = P_{0Z} + P_{0I} + P_{0P} = f(V_0, \delta_0) \\ Q_0 = Q_{0Z} + Q_{0I} + Q_{0P} = g(V_0, \delta_0) \end{cases} \quad (4-17)$$

P_0 et Q_0 sont composées respectivement en ces trois composantes à impédance constante, à courant constant et à puissance constante. $f(V_0, \delta_0)$ et $g(V_0, \delta_0)$ représentent la part droite des équations du load-flow en 3-1.

Si on varie à la fois les trois composantes d'une petite quantité (pour linéariser) alors le système passe à l'état 1, ce qui est proche de l'état initial. On a les équations suivantes.

$$\begin{cases} P_1 = P_{1Z} \cdot (V_1/V_0)^2 + P_{1I} \cdot (V_1/V_0) + P_{1P} = f(V_1, \delta_1) \\ Q_1 = Q_{1Z} \cdot (V_1/V_0)^2 + Q_{1I} \cdot (V_1/V_0) + Q_{1P} = g(V_1, \delta_1) \end{cases} \quad (4-18)$$

où $P_{1Z} = P_{0Z} + \Delta P_{0Z}$, $P_{1I} = P_{0I} + \Delta P_{0I}$ et $P_{1P} = P_{0P} + \Delta P_{0P}$ sont les puissances après la modulation de la demande. V_1 et δ_1 sont la magnitude et l'angle de la tension en ce moment.

On soustrait les équations 4-18 par les équations 4-17,

$$\begin{cases} P_1 - P_0 = P_{1Z} \cdot (V_1/V_0)^2 - P_{0Z} + P_{1I} \cdot (V_1/V_0) - P_{0I} + P_{1P} - P_{0P} = f(V_1, \delta_1) - f(V_0, \delta_0) \\ Q_1 - Q_0 = Q_{1Z} \cdot (V_1/V_0)^2 - Q_{0Z} + Q_{1I} \cdot (V_1/V_0) - Q_{0I} + Q_{1P} - Q_{0P} = g(V_1, \delta_1) - g(V_0, \delta_0) \end{cases} \quad (4-19)$$

Puis on remplace les variables par leur variation et le différentiel,

$$\begin{cases} (P_{0Z} + \Delta P_{0Z}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta V}{V_0}\right)^2 - P_{0Z} + (P_{0I} + \Delta P_{0I}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta V}{V_0}\right) - P_{0I} \\ \quad + \Delta P_{0P} \approx \frac{\partial f}{\partial V} \cdot \Delta V + \frac{\partial f}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \\ (Q_{0Z} + \Delta Q_{0Z}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta V}{V_0}\right)^2 - Q_{0Z} + (Q_{0I} + \Delta Q_{0I}) \cdot \left(1 + \frac{\Delta V}{V_0}\right) - Q_{0I} \\ \quad + \Delta Q_{0P} \approx \frac{\partial g}{\partial V} \cdot \Delta V + \frac{\partial g}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \end{cases} \quad (4-20)$$

En négligeant des termes d'ordre élevé, on peut avoir la simplification :

$$\begin{cases} P_{0Z} \cdot \frac{2\Delta V}{V_0} + \Delta P_{0Z} + P_{0I} \cdot \frac{\Delta V}{V_0} + \Delta P_{0I} + \Delta P_{0P} = \frac{\partial f}{\partial V} \cdot \Delta V + \frac{\partial f}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \\ Q_{0Z} \cdot \frac{2\Delta V}{V_0} + \Delta Q_{0Z} + Q_{0I} \cdot \frac{\Delta V}{V_0} + \Delta Q_{0I} + \Delta Q_{0P} = \frac{\partial g}{\partial V} \cdot \Delta V + \frac{\partial g}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \end{cases} \quad (4-21)$$

D'où

$$\begin{cases} \Delta P_{0Z} + \Delta P_{0I} + \Delta P_{0P} = \left(\frac{\partial f}{\partial V} - \text{diag} \left(\frac{2P_{0Z}}{V_0} + \frac{P_{0I}}{V_0} \right) \right) \cdot \Delta V + \frac{\partial f}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \\ \Delta Q_{0Z} + \Delta Q_{0I} + \Delta Q_{0P} = \left(\frac{\partial g}{\partial V} - \text{diag} \left(\frac{2Q_{0Z}}{V_0} + \frac{Q_{0I}}{V_0} \right) \right) \cdot \Delta V + \frac{\partial g}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \end{cases} \quad (4-22)$$

Ensuite on peut calculer le coefficient de la sensibilité de la tension S_p' et S_Q' en utilisant l'équation 4-12.

$$\begin{cases} \Delta V = S_p' \cdot (\Delta P_{0Z} + \Delta P_{0I} + \Delta P_{0P}) \\ \Delta V = S_Q' \cdot (\Delta Q_{0Z} + \Delta Q_{0I} + \Delta Q_{0P}) \end{cases} \quad (4-23)$$

Il est à noter que la variation de chaque composante de puissance n'est pas la mesure réelle de la puissance car elle n'a pas tenu compte de l'influence de la tension. Cela concerne plutôt la portion des charges pilotées par le gestionnaire ou son propriétaire.

4.3.5. Application numérique en comparaison des modèles ZIP

On réalise une application numérique en utilisant un réseau de test simple pour comparer la sensibilité de la charge avec les modèles à P constante, à I constant et à Z constante. Le réseau est présenté en figure IV-8.

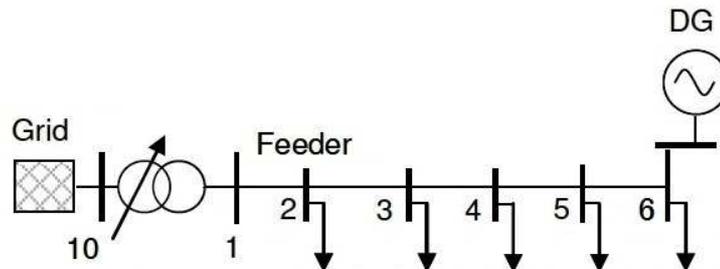


Figure IV-8. Réseau de test à 5 nœuds de charge

Un DG est connecté à l'extrémité du départ qu'on choisit comme le nœud pilote. Donc on peut calculer la matrice de sensibilité de la tension au nœud pilote relativement à la variation de charge sur le départ. Les trois modèles Z, I, P sont adoptés respectivement. Les matrices de sensibilité pour ces modèles sont calculées selon les matrices formulées précédemment. Les évolutions des coefficients de sensibilité dans les matrices sont présentés en figure IV-9.

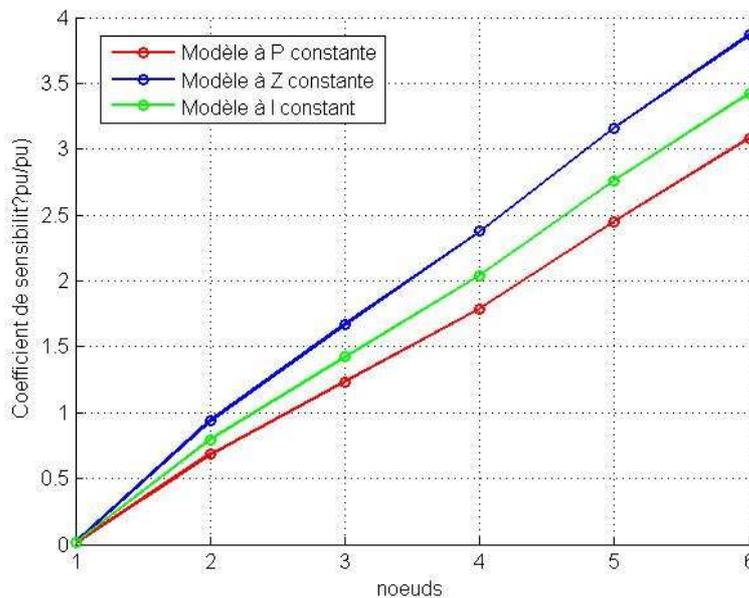


Figure IV-9. Coefficients de sensibilité avec les modèles ZIP

La figure IV-9 a montré que le coefficient de sensibilité avec le modèle Z est plus élevé que celui du modèle P constante, ce qui implique que les charges avec une composante Z peuvent impacter

d'une manière plus importante le plan de tension. Il est à noter que la valeur physique des coefficients est négative tandis que leur valeur absolue est représentée en figure IV-9.

On suppose que dans ce réseau de test, 20% de charges sont pilotables à chaque nœud pour fournir une flexibilité au système. Quand les charges sont en consommation de pointe et aucune puissance n'est produite par le DG, on peut envisager que la chute de tension le long du départ est la plus importante, ce qui risque de ne pas satisfaire la limite réglementaire. La figure IV-10 donne le plan de tension original dans ce cas initial plus suite à une action de DR pour laquelle 20% des charges à chaque nœud sont effacées.

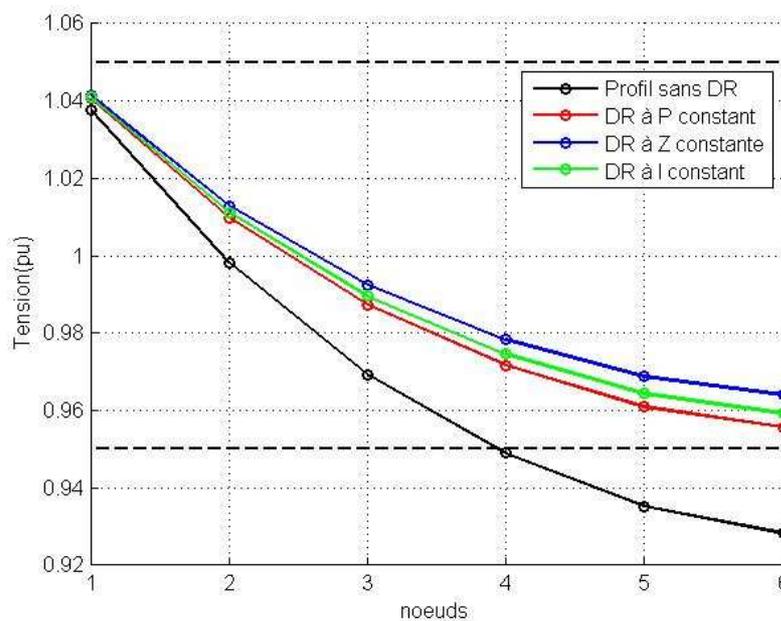


Figure IV-10. DR avec l'effacement de 20% de charges

On peut constater que la tension à l'extrémité du départ revient au-dessus de la limite basse pour les trois modèles de charge utilisés. Cela indique que le programme de DR permet de résoudre des problèmes du réseau sur les contraintes de tension. On remarque que l'action de DR dans ce cas-ci n'a pas été optimisée. Si on a besoin de remonter justement la tension de l'extrémité à la limite basse 0.95pu pour lever la contrainte de tension, le tableau IV.3 représente le pourcentage minimal de l'effacement concernant le programme de DR avec les trois modèles ZIP.

Tableau IV-3. Le pourcentage de l'effacement avec les trois modèles

	Modèle P	Modèle I	Modèle Z
Le pourcentage	15.91%	14.03%	12.15%

Selon le tableau IV.3, les charges à Z constante peuvent affecter le plan de tension de façon plus importante que les charges à I constant, puis à P constante. Dans la réalité les charges ont un comportement qui peut être représenté par une combinaison de ces trois composantes, leur sensibilité à la tension doit être étudiée selon le cas.

4.4. Validation de la contribution du programme DR pour le contrôle de tension centralisé dans le réseau HTA

L'application numérique dans la section précédente a montré que la flexibilité de la charge peut influencer le plan de tension. Pour profiter du programme DR dans le contrôle de tension, la mise en œuvre de l'intégration du DR dans l'optimisation centralisée du contrôle de tension sera présentée ici. L'algorithme centralisé du contrôle de tension présenté au chapitre III concerne le régulateur en charge et la régulation de DG. Dans le cas où ce n'est pas suffisant pour lever la contrainte de tension, on rappelle qu'il faut agir sur la régulation active de même si cela génère une réduction de production. L'idée d'introduire le programme de DR, est de stocker une part de l'énergie de la DG lors de la production en pointe en décalant la consommation dans le temps, afin de relaxer les contraintes du réseau. Cette méthode permet de résoudre certains problèmes sur la contrainte de tension dans le réseau et par conséquent réduire l'effacement de production de la DG. De ce fait, le gestionnaire et le propriétaire de DG peuvent bénéficier du programme de DR vu que sa participation rend un service au système. Dans le contexte actuel de l'augmentation rapide du besoin d'accueil de la DG, le programme de DR pourrait être appliqué dans un réseau de distribution avec des énergies renouvelables abondantes pour maximiser la capacité d'accueil.

Dans cette partie, une approche d'optimisation est menée pour valider la performance du programme DR pour le contrôle de tension. Le comportement des charges thermiques est modélisé avec un modèle simplifié et puis avec la stratégie « queue prioritaire », ce dernier permettant de réduire l'effet CLPU en donnant un profil de charges plus lissé. L'optimisation en présence du programme DR basée sur ce modèle pour le contrôle de tension est formulée sous une forme de la programmation non-linéaire mixte (PNM). Un scénario temporel est exploité et l'optimisation proposée est appliquée dans chaque méthode. Les résultats de simulation avec l'optimisation du DR sont présentés et comparés avec l'approche sans DR.

4.4.1. Modélisation des charges thermiques avec le TLA

On suppose que toutes les infrastructures nécessaires pour piloter les charges flexibles connectées dans le réseau HTA sont déjà mises en place. Les charges flexibles sont généralement composées de types de charges très divers. Ces charges flexibles représentent une partie importante de la consommation totale au niveau du transformateur HTA/BT ou du client HTA. Pour simplifier la modélisation physique des charges, nous adoptons le modèle de la charge de refroidissement proposé dans [Christakou *et al.*, 2014]. Les caractéristiques sont détaillées en section 4.3.1 avec de petites modifications sur les paramètres. Le comportement journalier d'une charge individuelle de ce type est représenté dans la figure IV-11.

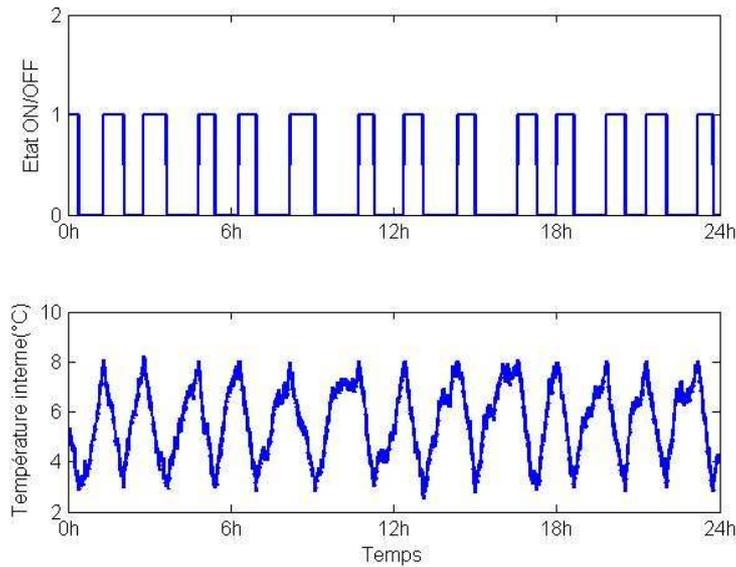


Figure IV-11. Le comportement d'une charge individuelle

La puissance nominale d'une charge thermique est égale à P_0 en état ON et 0 en état OFF. On suppose ici que la charge est de type puissance constante. S'il y a N charges connectées dans un nœud du départ HTA, leur consommation totale est donnée en équation 4-24.

$$P_N(t) = \sum_{n=1}^N X_n(t) \cdot P_0 = N \cdot P_0 \cdot r(t) \quad (4-24)$$

où $r(t) = \sum_{n=1}^N X_n(t) / N$ est le rapport de charges qui sont en marche, $X_n(t)$ est l'état de charge n à l'instant t . La valeur de $X_n(t)$ suit une distribution Bernoulli, et on suppose que la probabilité pour $X_n(t) = 1$ est égale à p . Pour un nombre N très important, la valeur de $r(t)$ est indépendante du temps et converge vers la constante p .

4.4.1.1. Mécanisme de l'agrégateur de charge thermique

On suppose que les charges thermiques connectées au nœud i du départ HTA sont gérées par un agrégateur de charge thermique (en anglais *thermal load aggregator* ou TLA) qui peut répondre à la sollicitation de DR. Les mécanismes du TLA peuvent s'illustrer en figure IV-12.

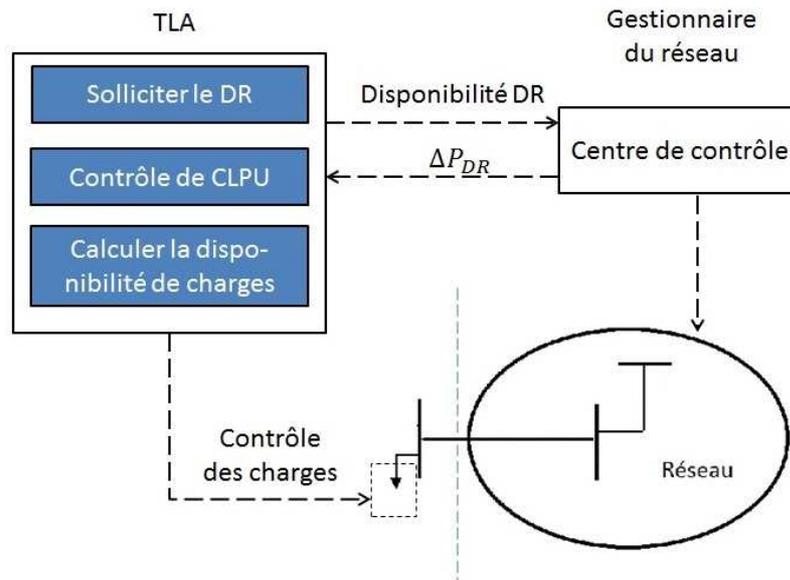


Figure IV-12. Le mécanisme du TLA

Les fonctions du TLA sont :

1. Quand le TLA a reçu un signal de DR et la consigne ΔP_{DR} , il va mettre en arrêt/marche une partie de charges correspondant à ΔP_{DR} .
2. Pour éviter un effet CLPU important, le TLA peut piloter d'une manière maîtrisée les charges lors du recouvrement d'énergie.
3. Le TLA doit également envoyer la disponibilité de charges au GRD pour une mise à jour.

Lorsque le GRD a besoin de solliciter une action de DR au nœud i , il envoie l'effacement de puissance sollicitée ΔP_{DR}^i , la durée et l'instant de start-up au TLA _{i} . Ensuite le TLA _{i} calcule le nombre des appareils N_{DR} à répondre à cette demande et met en marche/arrêt N_{DR} appareils selon le signe de ΔP_{DR}^i . Après l'action de DR, une moitié de charges affectées sont remises en route et la remise en route de l'autre moitié est repoussée de la durée Δt_{re}^i . Ceci a pour objet de limiter l'effet CLPU et de relaxer la contrainte ultérieure du réseau. Le TLA doit également envoyer la disponibilité des charges au GRD. Si un appareil est sollicité depuis H_1^{\max} heures, il sera non-flexible pendant H_2^{\min} heures, avec H_1^{\max} et H_2^{\min} représentant respectivement la durée maximale d'une action de DR et la durée minimale entre deux actions de DR. Suite à la mise à jour de la disponibilité des appareils, le TLA peut mettre à jour les contraintes ΔP_{DR}^{\min} et ΔP_{DR}^{\max} pour l'optimisation.

La structure du TLA proposée permet de faire un lien entre le centre de contrôle et les charges thermiques contrôlables pour faciliter la mise en place du programme de DR au niveau du départ. A l'aide des fonctions du TLA, le centre de contrôle est en mesure de traiter les informations assemblées au niveau du départ pour répondre à la sollicitation de DR.

4.4.1.2. « Profil type » des charges thermiques

Le « profil type » consiste à modérer le pic de CLPU en décalant le déclenchement des charges par groupe. [Saker, 2013] a proposé la méthode de DR en divisant les charges dans cinq groupes et la solution optimisée pour décider le nombre de chaque groupe. Par exemple, dans cette section on effectue l'effacement d'un certain nombre des charges à 12h, et la remise en route d'une moitié à 13h, puis de l'autre moitié à 14h. La variation de consommation avec cette action DR est représentée en figure IV-13.

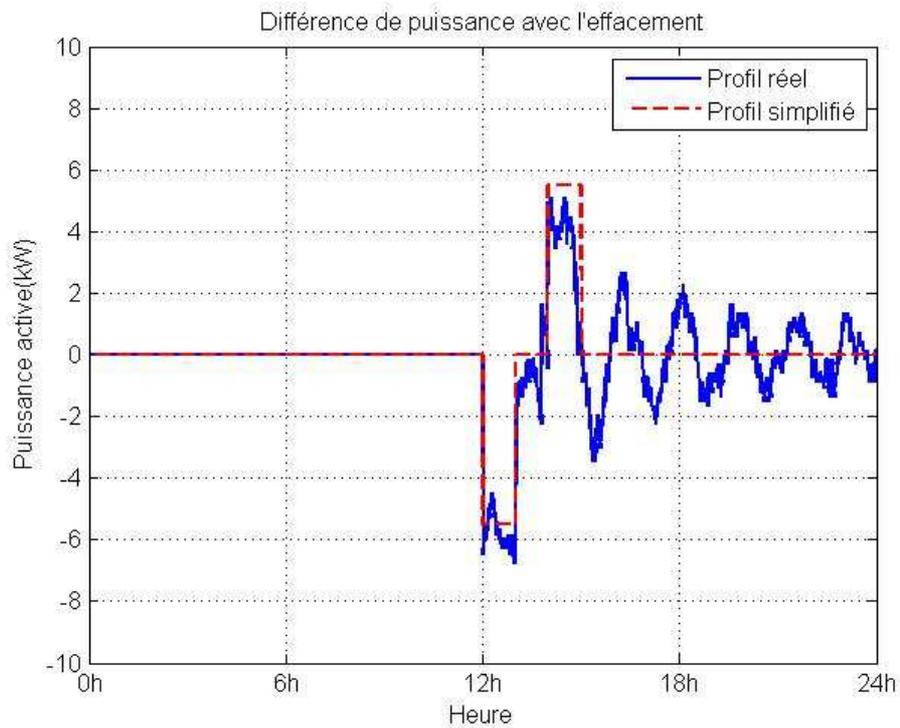


Figure IV-13. La variation de puissance avec l'action DR

Le profil de DR avec le modèle dynamique étant très fluctuant, le « profil type » (la ligne pointille en rouge) est utilisé pour modéliser la variation de charge en régime permanent. Ce modèle en régime permanent consiste à décaler la consommation dans le temps en négligeant la dynamique du profil. Dans ce modèle l'énergie effacée est recouvrée à 100% dans un certain délai sous une forme carrée. Ceci a pour but de simplifier la formulation du profil de charge et l'optimisation du load-flow. Ce modèle est représenté en figure IV-14.

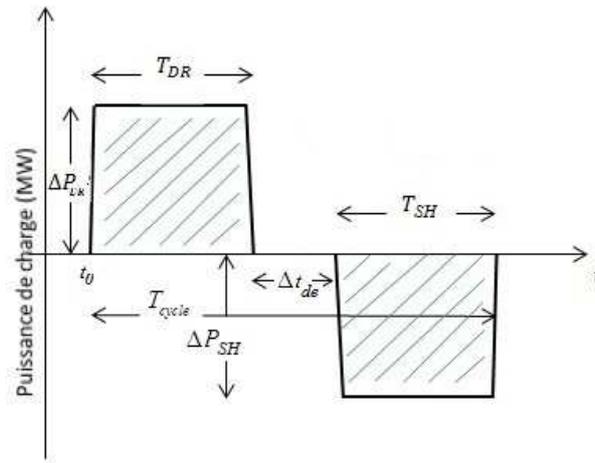


Figure IV-14. Le modèle simplifié de DR

Les paramètres du modèle simplifié sont spécifiés par la suite :

- ΔP_{DR} : effacement de charge par l'action DR, ou augmentation de charge si le contrôle de charge est bidirectionnel.
- ΔP_{SH} : puissance lors du recouvrement d'énergie, elle est dans le sens inverse de ΔP_{DR} .
- t_0 : démarrage de l'action de DR.
- T_{DR} : durée de l'action de DR.
- Δt_{de} : durée de délai pour le recouvrement d'énergie.
- T_{SH} : durée du recouvrement d'énergie.
- T_{cycle} : le cycle total du programme de DR.

Les paramètres ΔP_{DR} , t_0 et T_{DR} seront imposés par le centre de contrôle selon la contrainte du réseau, ΔP_{SH} , Δt_{de} et T_{SH} peuvent être maîtrisés par les TLA et dépendent des caractéristiques des charges. On suppose que dans ce travail le recouvrement d'énergie est symétrique avec le profil de l'effacement, c'est-à-dire que $\Delta P_{SH} = -\Delta P_{DR}$ et $T_{SH} = T_{DR}$. Ce modèle dit « profil type » est utilisé dans l'optimisation de DR pour enlever les contraintes de tension.

4.4.2. Contrôle des charges avec la stratégie « file prioritaire »

Dans cette section une stratégie « file prioritaire » est présentée pour piloter les charges thermiques selon le profil donné par le gestionnaire du réseau. Cette méthode s'inspire d'une méthode nommée « *priority stack based control* » présentée par [Hao *et al.*, 2013]. La méthode « *priority stack based control* » permet de piloter une population de charges thermiques en réponse à un signal de consigne avec une précision assez fine, sous condition de la connaissance des caractéristiques de chaque appareil, tels que : l'état de fonctionnement (ON ou OFF), la température interne, la plage de température ainsi que la consigne de température. Les charges sont classées en deux groupes selon l'état d'opération ON ou OFF, et triées selon la température normalisée (de 0 à 1). A chaque pas de temps, Une part des charges avec la prioritaire la plus haute seront manœuvrées selon le besoin.

Vu que cette méthode a besoin d'un échange important d'informations, l'idée de l'approche proposée ici consiste à ne transmettre que l'état de fonctionnement des charges à l'agrégateur. Donc, les charges sont définies dans une structure « file prioritaire » ON et OFF selon leur état et triées par la durée depuis le précédent changement d'état (cette durée peut être calculée si l'état est changé).

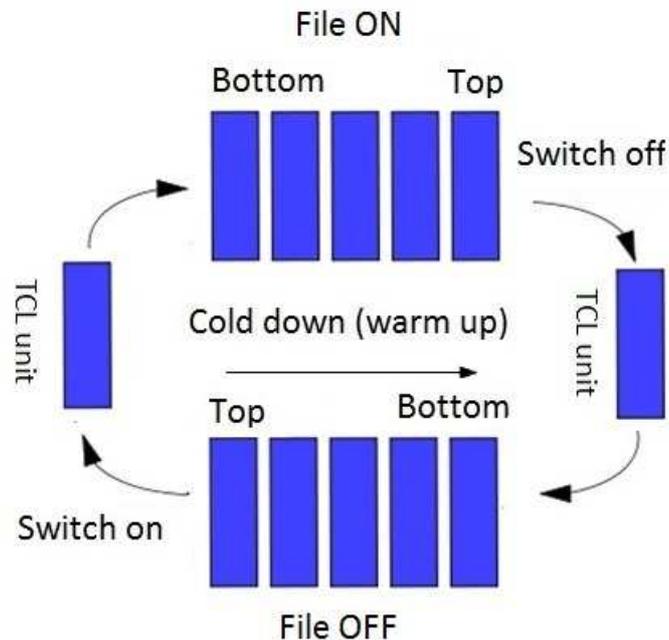


Figure IV-15. Structure « file prioritaire »

La figure IV-15 illustre la structure « file prioritaire » et son fonctionnement. Si une charge dans la file ON est mise en arrêt, elle va se repositionner à la fin de la file OFF. Cette charge ne pourra être manœuvrée à nouveau que lorsqu'elle aura atteint la tête de la file OFF c'est à dire lorsque toutes les charges devant elle auront été commutées. Le fonctionnement dans les deux files est symétrique.

Le contrôle des charges est présenté en figure IV-16 pour déterminer le nombre de charges à manœuvrer à chaque pas de temps. D'abord, l'agrégateur obtient le besoin de la variation de charges et la marge des charges flexibles à l'instant t . Si le besoin de la variation est positif, il faut mettre en marche des charges dans la file OFF. Puis l'agrégateur calcule le nombre de charges de telle sorte que la somme de puissance nominale des charges est égale au besoin de la variation. Ces charges à la tête de la file OFF sont ensuite mises en marche. Si le besoin de la variation est négatif, le même processus est effectué pour la file ON. Enfin les files prioritaires sont mises à jour après la manœuvre et il passe au prochain pas de temps.

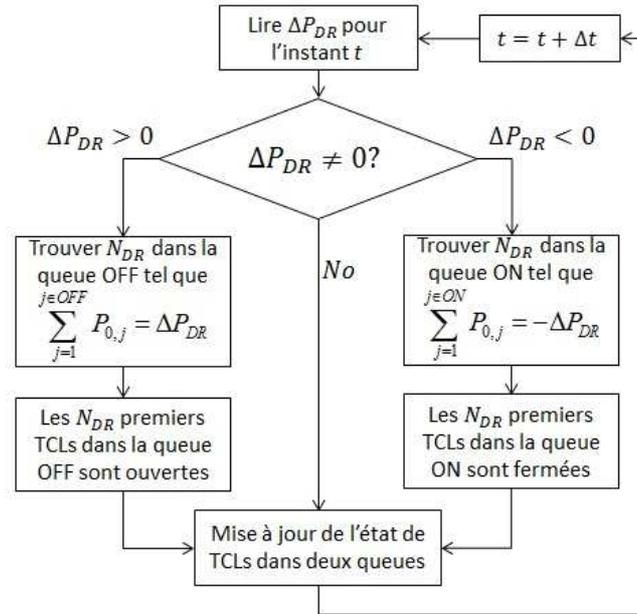


Figure IV-16. Contrôle des charges dans les files prioritaires

Le contrôle avec la file prioritaire est réalisé sur une population de 500 charges et trois actions de DR sont effectuées pendant une journée. La consigne des charges et le profil réel sont présentés en figure IV-17.

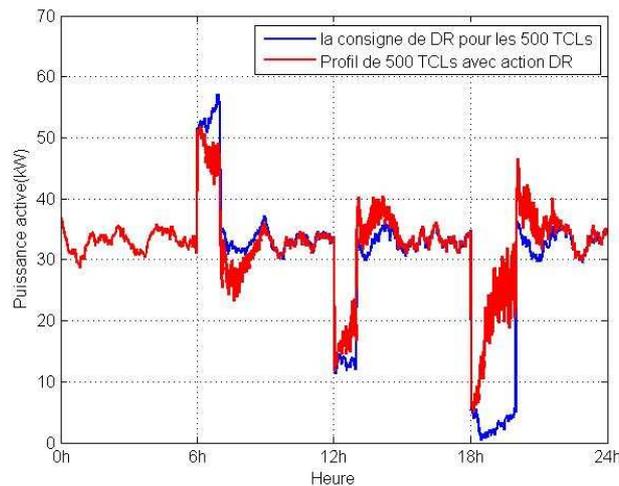


Figure IV-17. Profil des charges avec le contrôle « file prioritaire »

On peut apercevoir que le contrôle des deux premières actions de DR suivent bien la consigne et l'effet CLPU est modéré avec le contrôle de file prioritaire. Cependant si la durée de l'action de DR est très longue ou le besoin de variation est très important comme la troisième action, la flexibilité des charges thermiques peut être épuisée et ce contrôle ne fonctionne pas bien. De ce fait, le contrôle des charges doit être limité dans une contrainte acceptable.

4.4.3. Formulation de l'optimisation avec le programme de DR

L'étude dans cette partie a pour but d'identifier la contribution de la flexibilité de charge dans le cadre du réglage de tension. Nous présentons une approche de l'optimisation pour le planning du programme de DR et le contrôle de tension.

Le diagramme du réglage de tension en présence du programme de DR est représenté en figure IV-18. Il y a deux boucles dans ce diagramme. Dans la boucle intérieure se retrouve le réglage de tension à chaque pas de temps (une demi-heure) et dans la boucle extérieure est mise en place le planning du DR pour chaque N_h heures. L'idée est que le planning du DR se fait avec la prédiction des profils production/génération avant N_h heures pour prévoir la consigne du programme de DR. Les consignes de DR sorties du planning sont envoyées par le centre de contrôle aux agrégateurs de charges. Les agrégateurs de charge pilotent ensuite leurs charges selon les consignes de DR. Puis pour chaque demi-heure le centre de contrôle effectue une fois le réglage de tension pour manœuvrer l'OLTC et mettre à jour la consigne de la puissance réactive de DG, et éventuellement réduire la puissance active de DG. Cet organigramme « réglage de tension » a été présenté dans le chapitre III.

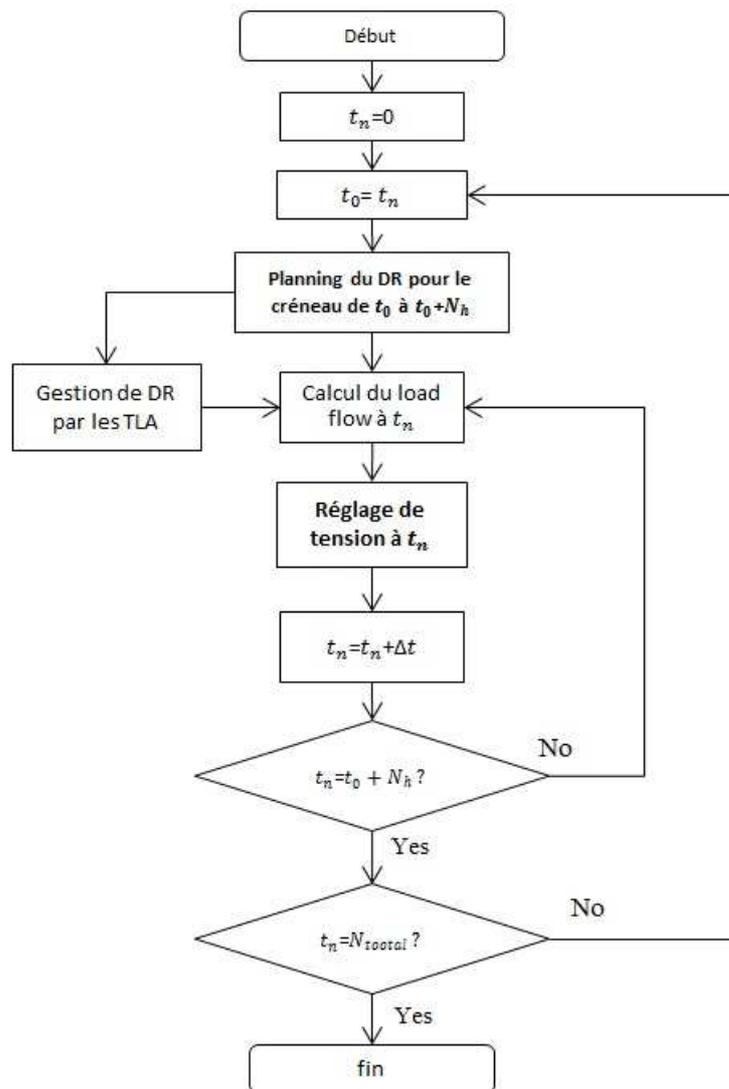


Figure IV-18. Le diagramme du processus complet

D'où N_{total} est la période totale de simulation (un jour ou une semaine), et N_h est la période du planning de DR. Notons que le programme de DR est constitué de plusieurs phases, il faut effectuer

l'optimisation du programme de DR pour tout le cycle T_{cycle} afin que les impacts du recouvrement d'énergie soient pris en compte.

Le réglage de l'OLTC et la puissance réactive de DG, dénotés VVC (volt-var control) sont également pris en compte avant optimiser le programme de DR. De ce fait, l'organigramme « planning du programme de DR » est organisé par la suite :

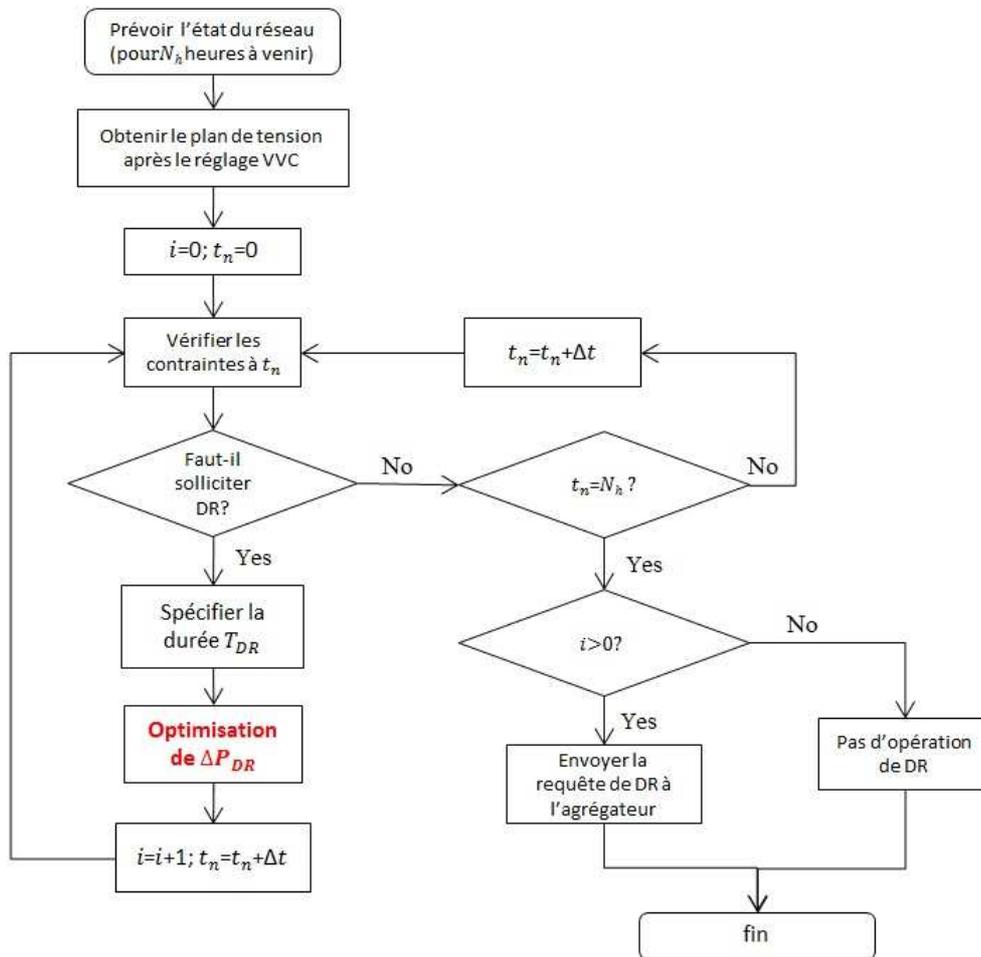


Figure IV-19. Le planning du programme de DR avec l'optimisation centralisée

Cette approche s'appuie sur une prédiction des profils de charge et de production pour N_h heures à venir. Avec ces profils, le centre de contrôle peut reconstituer l'état du réseau à chaque pas de temps (une-demie heure) pour planifier le programme de DR. D'abord un réglage de VVC off-line est appliqué au profil de tension de chaque pas de temps afin de prévoir le réglage de tension réel. Puis deux variables sont initialisées : i est le nombre d'action de DR à solliciter pour N_h heures à venir, t_n est la notation du temps. Puis on vérifie la contrainte de tension dans le réseau au pas de temps t_n . S'il faut solliciter une action de DR et que les conditions de DR sont satisfaites à ce moment, on va solliciter une action de DR et lancer l'optimisation. Il y a deux étapes : spécification de la durée T_{DR} selon la contrainte du réseau et optimisation de la puissance ΔP_{DR} . Après

l'optimisation on incremente une fois le nombre de DR i et on passe au pas de temps suivant. Si l'action de DR ne doit pas être sollicitée, on passe directement au pas de temps suivant jusqu'à ce que la durée de ces N_h heures soit épuisée. Le centre de contrôle envoie les consignes (t_n, T_{DR} et ΔP_{DR} pour chaque sollicitation de DR) aux TLA et ces derniers pilotent leur programme de DR selon ces consignes.

L'optimisation de DR (partie en rouge dans la figure IV-19) a pour objectif de minimiser les variations de puissance sur toute la durée du cycle de DR T_{cycle} , qui est représentés en équation 4-25.

$$\min_{\Delta P_{DR}} \sum_{t=1}^{T_{cycle}} \sum_{n=1}^{N_c} (\Delta P_{DR,j}^t)^2 \quad (4-25)$$

où $\Delta P_{DR,j}^t$ représente la variation de charge du nœud j au pas de temps t .

Sous les contraintes de tension et de DR en équation 4-26 et 4-27 :

$$V_{\min} \leq V^t + S_{DR} \cdot \Delta P_{DR}^t \leq V_{\max} ; \quad (4-26)$$

$$\Delta P_{DR}^{\min} \leq \Delta P_{DR}^t \leq \Delta P_{DR}^{\max} ; \quad (4-27)$$

où S_{DR} est la matrice de sensibilité qui est calculée dans la section 4.3.4. On remarque que les limites ΔP_{DR}^{\min} et ΔP_{DR}^{\max} peuvent être mises à jour selon la disponibilité des charges communiquée par les TLA à chaque nœud.

Il faut respecter aussi le profil de DR imposé dans la figure IV.14. On suppose que $\Delta P_{SH} = -\Delta P_{DR}$, $T_{SH} = T_{DR}$, et $\Delta t_{de} = 1h$ dans cette étude. Donc les contraintes suivantes sont imposées :

$$\Delta P_{DR}^{t_1} = \dots = \Delta P_{DR}^{t_1+T_{DR}} = -\Delta P_{DR}^{t_2} = \dots = -\Delta P_{DR}^{t_2+T_{CLPU}} ; \quad (4-28)$$

$$t_1 = t_n \text{ et } t_2 = t_1 + T_{DR} + \Delta t_{de} ; \quad (4-29)$$

avec t_1 et t_2 sont respectivement le temps de début de DR et de CLPU.

4.4.4. Mise en œuvre logicielle

La mise en œuvre logicielle de cette étude sous Matlab est représentée en figure IV-20, en utilisant un ordinateur portable avec Intel i5 2540M 2.6GHz CPU et 4Go RAM.

Dans ce schéma, toutes les fonctions sont réalisées dans trois blocs. Le bloc système électrique sert à calculer le load-flow à chaque point d'échantillonnage des profils de production et consommation, par exemple à chaque demi-heure, et transmettre le profil de tension au bloc algorithme d'optimisation. Le bloc de charges thermiques consiste à modéliser le comportement des charges thermiques pour chaque nœud du départ HTA, et piloter le programme de DR lors de la sollicitation. Le bloc algorithme effectue l'optimisation centralisée définie dans cette section et envoie les signaux de commande à chaque dispositif participant au contrôle de tension.

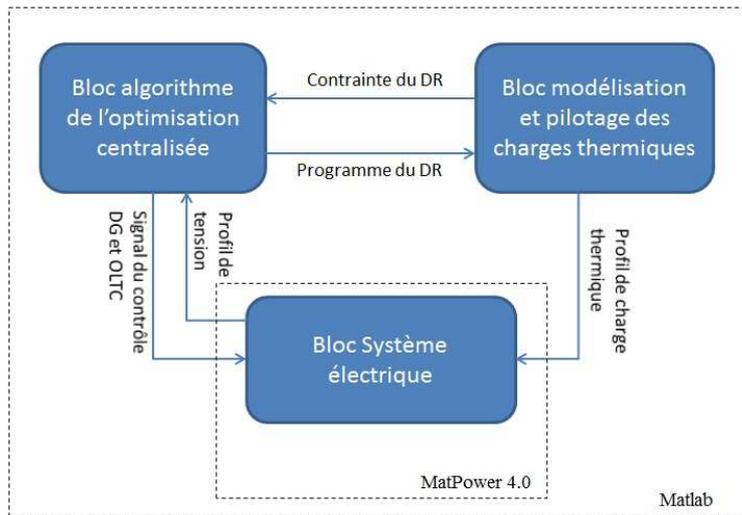


Figure IV-20. Réalisation logicielle

4.4.5. Simulation d'un scénario temporel et ses résultats

Les méthodes proposées dans cette étude ont été testées avec un scénario temporel. Dans le premier temps on a effectué le test avec le profil type porté sur le réseau en figure IV-21. Dans ce réseau, il y a un départ qui est relié avec un parc éolien et deux autres départs qui alimentent les charges. On suppose que les productions décentralisées réparties dans ces deux départs ne sont pas homogènes. Donc, pour le départ n°3 (en figure IV-21) chaque nœud est relié avec une production photovoltaïque, pour le départ n°2 il n'y a pas de production décentralisée. On peut imaginer que la chute de tension sera plus importante au départ n°2. Les départs n°2 et n°3 sont divisés à 5 tronçons dont la longueur est identique 3km. Le dimensionnement du réseau est détaillé au tableau IV.

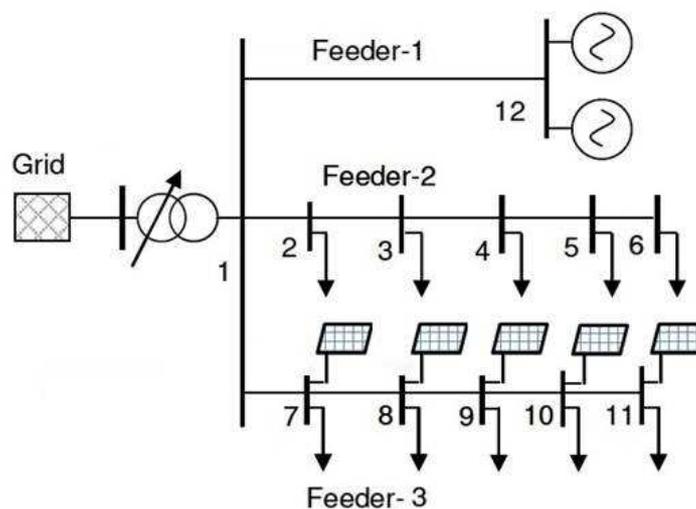


Figure IV-21. Le réseau test avec 3 départs

Les profils de consommation et de production pour trois journées sont représentés en figure IV-22. On suppose que les charges flexibles à chaque nœud du réseau sont toutes constituées du type thermique présenté dans cette section, et représentent 30% des charges totales. Les autres charges sont non-flexibles et leur consommation fluctue selon le profil journalier. Les charges en régime permanent sont modélisées comme un modèle ZIP, dont la composition de chaque type se trouve dans la référence [Jeff *et al.*, 2011] et [Shal *et al.*, 2013]. On choisit que $Z\%=30\%$, $I\%=40\%$ and $P\%=30\%$ (voir l'exemple de [Shal *et al.*, 2013]).

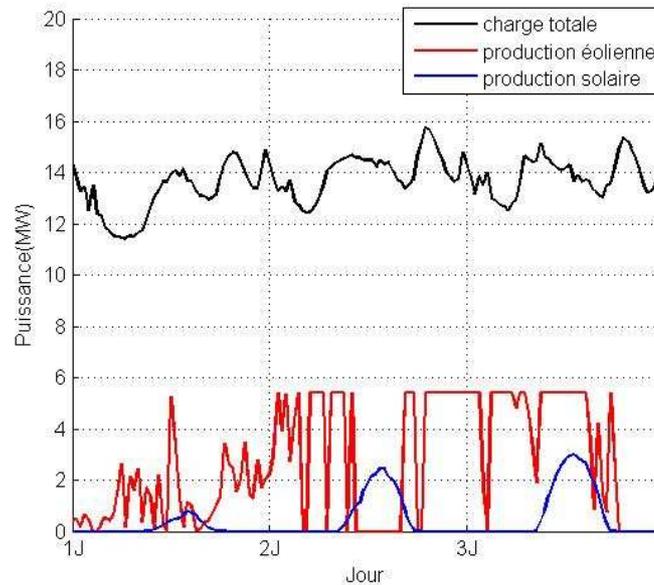


Figure IV-22. Profils de consommation et de production

Les profils de production journaliers des fermes éoliennes DG1 et DG3 sont issues des données historiques de la vitesse du vent dans la région Clermont Ferrand [Ferrand, 2012]. La transformation $P=f(V)$ est donnée par l'équation 4-30.

$$P_{DG} = \begin{cases} 0 & \text{si } v < v_0 \\ P_n \cdot \frac{v^3 - v_0^3}{v_1^3 - v_0^3} & \text{si } v_0 < v < v_1 \\ P_n & \text{si } v_1 < v < v_2 \\ 0 & \text{si } v > v_2 \end{cases} \quad (4-30)$$

30)

Où les vitesses v_0 , v_1 et v_2 représentent respectivement la vitesse de démarrage (*cut-in*), la vitesse à P_n et la vitesse d'arrêt (*cut-off*).

Tableau IV-4. Le dimensionnement du réseau test

Charges totales	Eolien total	PV total	R de lignes	X de lignes
16MW	5.8MW	3Mw _c	0.26 Ω/km	0.12Ω/km

La simulation des charges ainsi que le calcul du load-flow sont effectués avec le profil de 3 jours en figure IV-22. On a choisi les nœuds pilotes 6 et 12 pour constater le profil de tension. La figure IV-23 représente les profils de tension des nœuds pilotes sans réglage de tension. On a constaté que la

contrainte de sous-tension apparaît au nœud 6 et la montée de tension apparaît au nœud 12 et les profils de tension dépassent parfois la limite réglementaire.

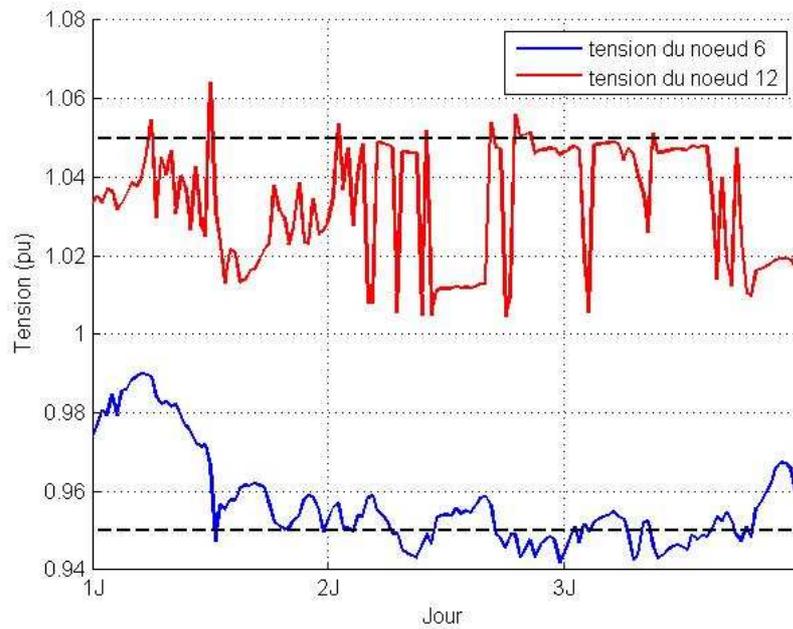


Figure IV-23. Profils de tension sans réglage

On fait une comparaison entre 3 cas. Le cas 0 désigne sans réglage de tension en figure IV-23. Le cas 1 désigne le réglage VVC sans la participation de DR. Le cas 2 désigne le réglage VVC avec la participation de DR. Les profils de tension des nœuds 6 et 12 dans ces trois cas sont respectivement représentés en figure IV-24 et IV-25.

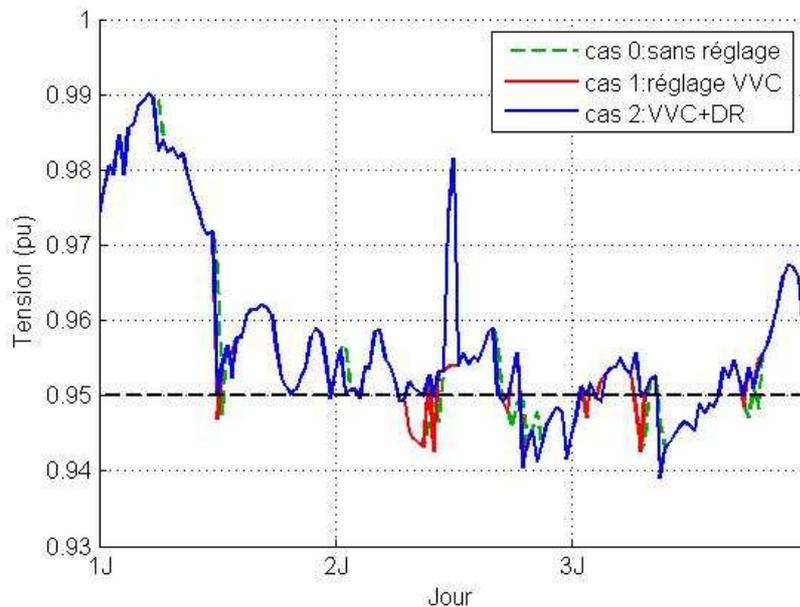


Figure IV-24. Profils de tension du nœud 6 (tension minimale)

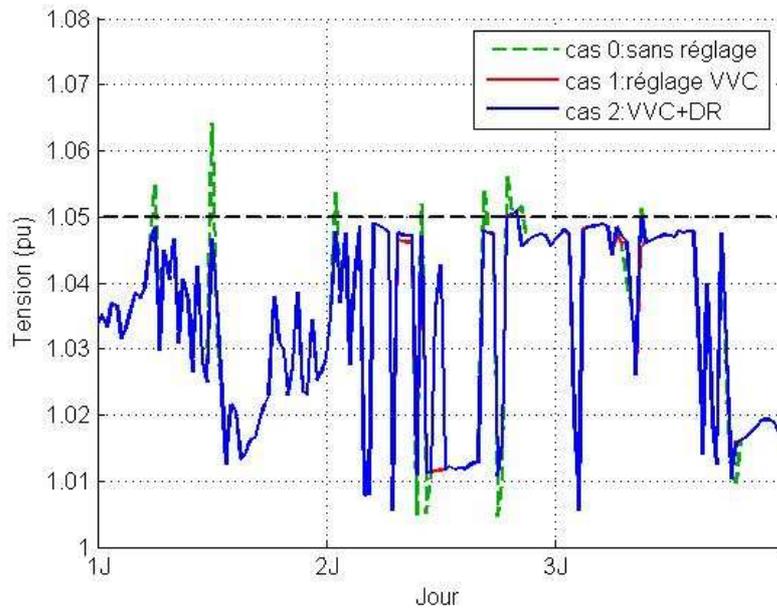


Figure IV-25. Profils de tension du nœud 12 (tension maximale)

On peut s'apercevoir que la montée de tension au nœud 12 peut être levée à l'aide de l'OLTC mais cette opération va engendrer une chute de tension au nœud 6. La solution de ce problème est de réduire la consommation à l'aide du programme de DR. Il faut également tenir compte du recouvrement d'énergie lorsqu'une action de DR est sollicitée. Par exemple, quand la tension du nœud 6 vers 10h du 2^{ème} jour dépasse la limite basse, une action de DR permet de lever cette contrainte mais elle engendrera une contrainte plus sévère autour de 12h. Ce dernier est résolu à l'aide de l'OLTC toutefois. Cela montre que la coordination entre ces différents moyens de réglage est très importante pour leur bon fonctionnement.

L'effet CLPU est un phénomène dans ce processus qui va défavoriser la performance du réglage de tension avec la DR. De ce fait, on va effectuer le test avec la queue prioritaire sur le réseau en figure IV-26. Ce réseau est identique à un départ IEEE avec 34 nœuds proposé dans le chapitre III. Deux producteurs éoliens se connectent à ce réseau. Un est relié au jeu de barres de la poste source via un câble souterrain, l'autre est situé au nœud n°23. Les régleurs de tension sont enlevés selon le cas de France. Le dimensionnement du réseau est détaillé en Annexe.

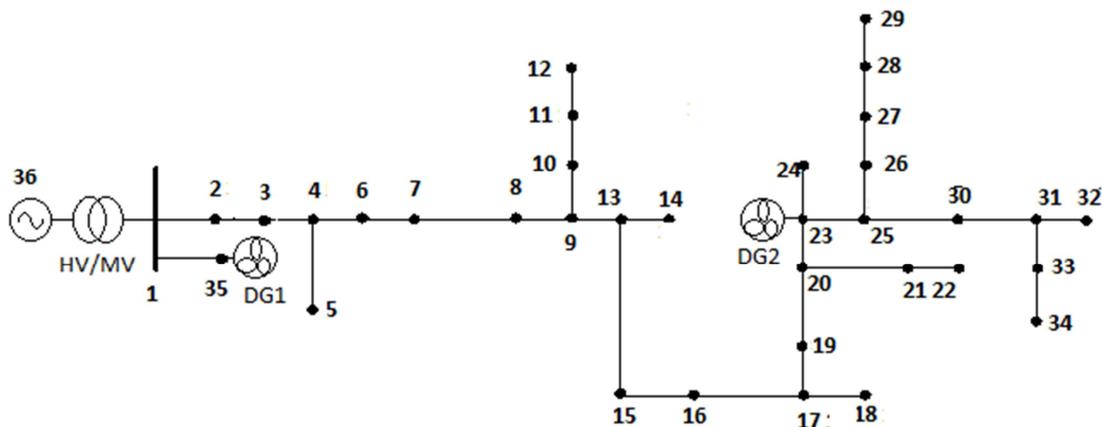


Figure IV-26. Réseau test

Les profils de consommation et de production pour une journée sont représentés en figure IV-27. On garde aussi les conditions de charges dans le test précédent avec le modèle « profil type ».

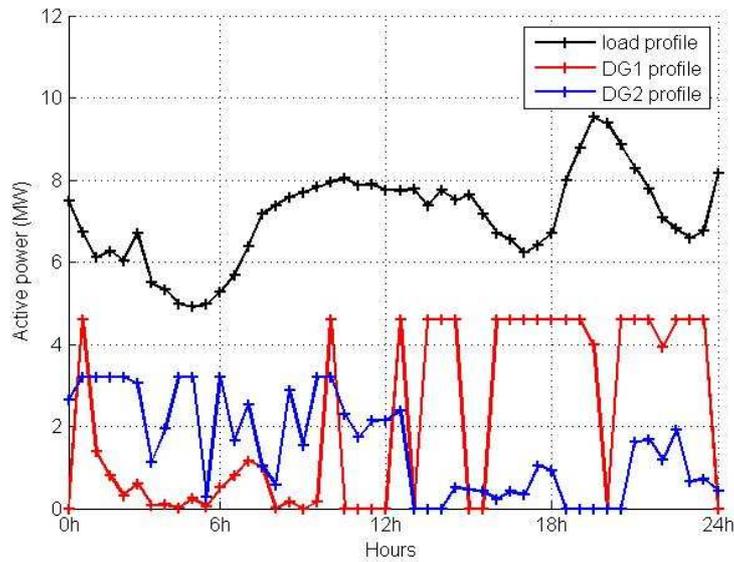


Figure IV-27 Profils de consommation et de production

Les profils de production journaliers des fermes éoliennes DG1 et DG2 sont issues des données historiques de la vitesse du vent dans la région Clermont Ferrand [Ferrand, 2012]. La transformation $P=f(V)$ est donnée par l'équation 4-30.

La simulation des charges ainsi que le calcul du load-flow sont effectués avec le profil de 1 jour en figure IV-27. Les profils de consommation à chaque nœud sont calculés avec la simulation des charges thermiques sous le contrôle de « file prioritaire ».

On a choisi les nœuds pilotes 1, 34 et 35 pour constater le profil de tension. La figure IV-28 représente les profils de tension des nœuds pilotes sans action de DR. Le réglage de tension avec l'OLTC et le réactif de la DG est effectué. On constate que la contrainte de sous-tension apparaît au nœud 34. Ce problème ne peut être résolu avec le régulateur en charge pour éviter que la montée de tension apparaisse au nœud 35.

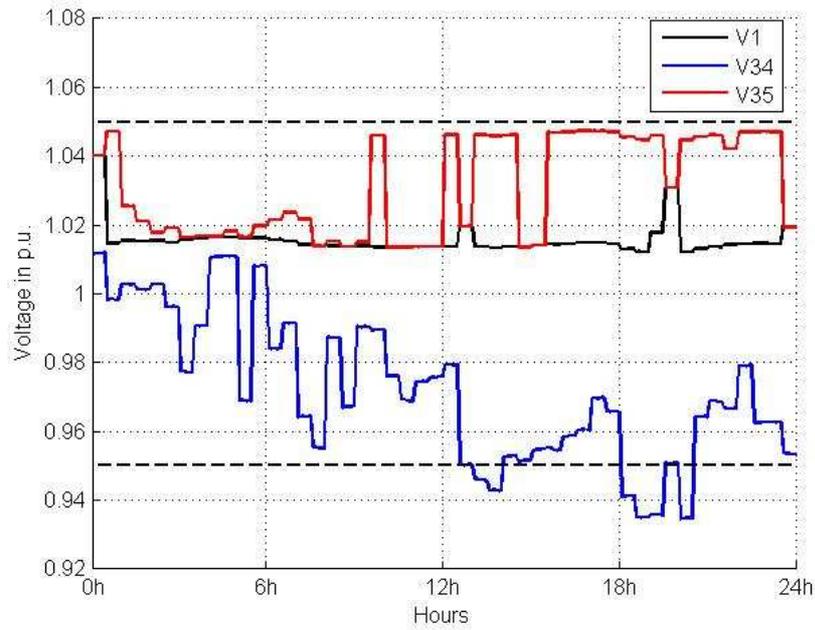


Figure IV-28. Profils de tension sans DR

On effectue ensuite une comparaison entre les cas avec DR et sans DR. Le cas sans DR a été représenté en IV-28. Dans la figure IV-29 l'action de DR est intégrée dans le réglage de tension. La régulation de l'actif des DG n'est pas prise en compte. On observe que les actions de DR permettent d'enlever les contraintes de la tension dans la plupart de cas. Il reste encore une violation de la contrainte vers 21h, parce que la flexibilité des charges thermiques est déjà épuisée après l'action entre 18h et 20h.

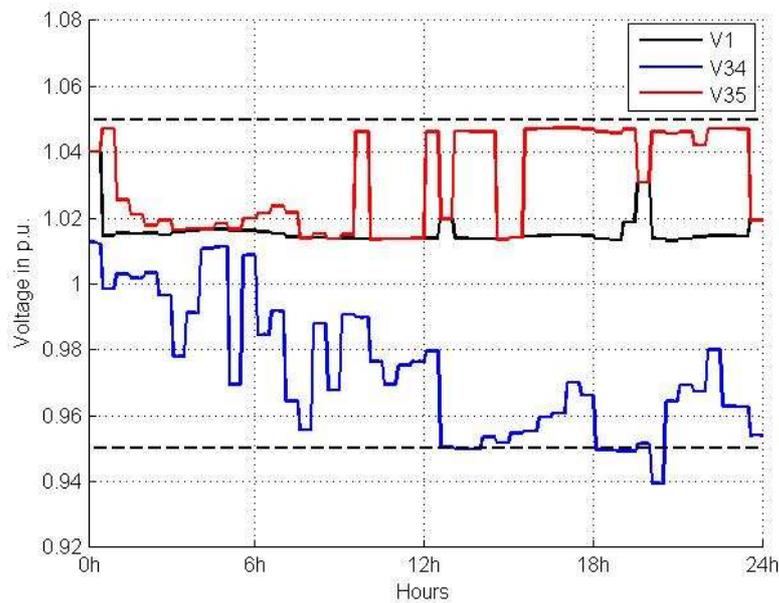


Figure IV-29. Profils de tension avec l'action de DR

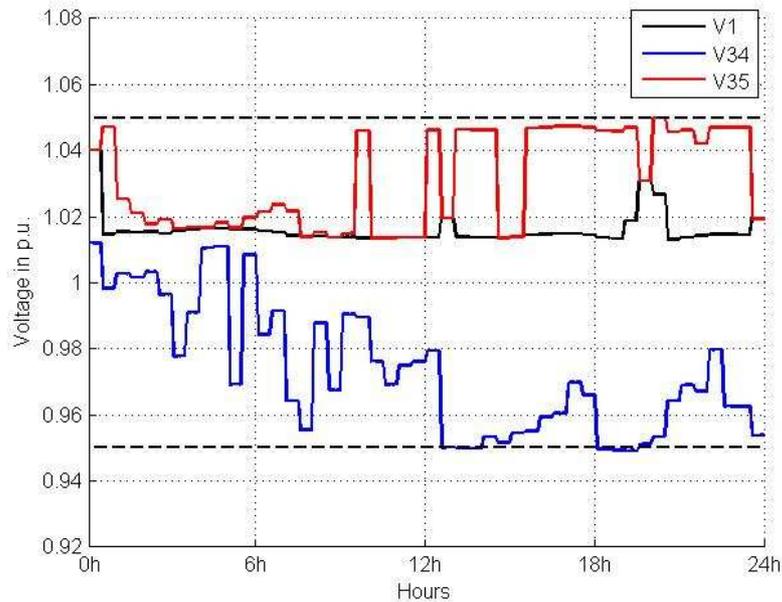


Figure IV-30. Profils de tension avec l'effacement de production

On peut s'apercevoir que la chute de tension au nœud 34 peut être levée à l'aide de l'OLTC mais cette opération va engendrer une montée de tension au nœud 35. Si le DG atteint la puissance maximale et en cas où le programme de DR ne pourrait pas être appliqué, il est nécessaire d'effacer une part de la production de DG afin que la tension respecte la limite réglementaire. En présence du programme de DR, la limite de tension peut être respectée sans effacement du DG. Cependant, si la durée de contrainte est très longue (par exemple quelques heures), l'utilisation de DR pour les clients est très désavantageuse, donc il faut rechercher d'autres moyens afin de lever la contrainte. Dans ce cas-là, la solution est de réduire une part de production au nœud 35. Le profil de tension avec l'effacement de production est présenté en figure IV-30, En effet, le volume de production effacée représente 56% de la pleine puissance.

Le résultat du contrôle des charges « file prioritaire » peut s'exprimer en figure IV-31 et IV-32, en termes de la puissance des charges et leur signal de consigne, respectivement aux nœuds 14 et 34. On retrouve une bonne performance de cette stratégie.

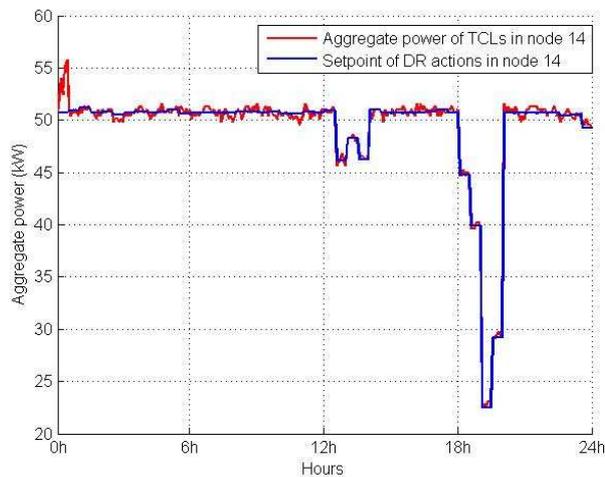


Figure IV-31. Profils de charges thermiques au nœud 14

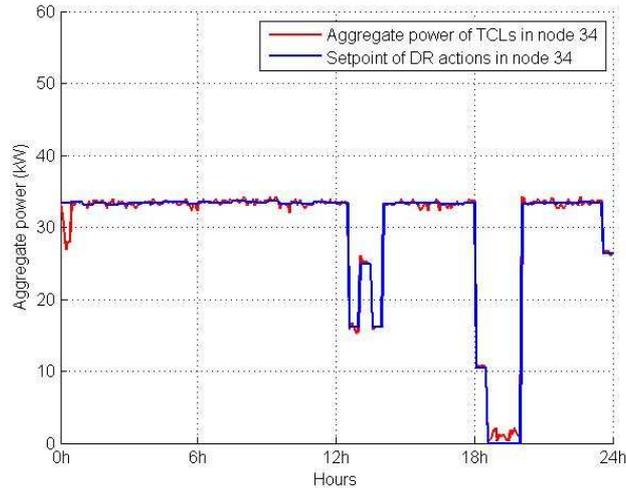


Figure IV-32. Profils de charges thermiques au nœud 34

On peut trouver la déviation de la tension entre le profil réel et la consigne. C'est parce que le modèle réel tient compte des fluctuations. Pour que la limite de la tension soit respectée, il faut prévoir une marge dans l'optimisation afin de tenir compte de la fluctuation des charges. Cette marge peut se caractériser selon les charges flexibles utilisées.

4.4.6. Evaluation de la faisabilité et analyse de valorisation

La performance de DR dans le réglage de tension dépend de deux facteurs : l'amplitude de l'écart de tension par rapport à limite réglementaire et la durée de contrainte. Les premières études ont montré que le programme de DR permet de lever les contraintes de courte durée.

Pour mieux évaluer la faisabilité de cette approche dans la réalité, on a effectué la simulation avec un scénario annuel. Les données historiques de production/consommation sont extraites de la source [Ferrand, 2012].

On relaxe la condition de l'action de DR en termes de sa magnitude et sa durée. La figure IV-33 a affiché la distribution des actions de DR pendant un an (l'axe X représente la durée de l'action et l'axe Y représente le pourcentage de variation). Puis on impose que le taux de charges flexibles est inférieur à 30% de la consommation totale et la durée maximale d'une action de DR est 2 heures. On peut constater que la plupart des actions sont entourées par dans ce gabarit, seul 18,7% des actions en dehors du gabarit {30%-2h}.

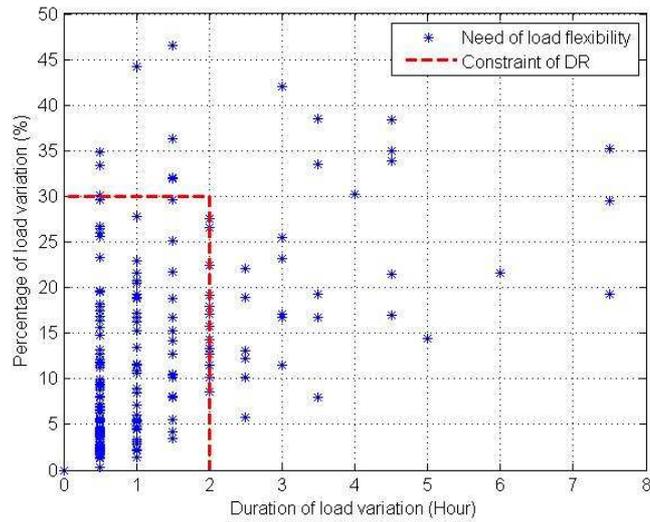


Figure IV-33. Distribution des actions de DR

Ensuite on suppose que la puissance installée du parc éolien du DG1 varie de 5MW à 10MW. Avec chaque valeur de puissance on a fait deux simulations : l'un avec le réglage de l'OLTC et de la puissance réactive de DG, l'autre avec ces deux réglages et le programme de DR. Le nombre d'occurrence de la violation tension par un an (c'est-à-dire que la tension sort de la limite réglementaire) est comparé en figure IV-34.

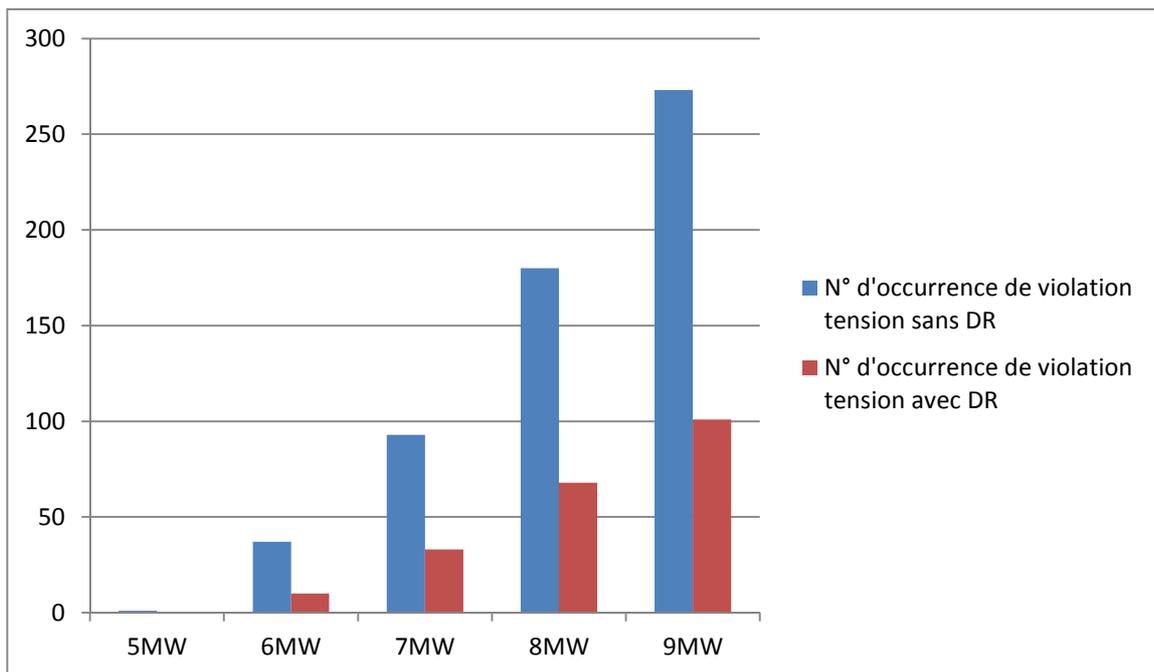


Figure IV-34. Comparaison de la violation de tension

On constate que la violation de tension augmente très rapidement en accroissant la puissance installée du parc éolien, c'est-à-dire que le parc éolien a engendré une contrainte de tension sévère sur le réseau. L'action de DR, dans ce cas, a permis de réduire un nombre massif de violation de la tension.

La valorisation du programme de DR proposé dans cette étude est aussi très essentielle pour sa mise en place. En effet, pour ne pas perdre l'énergie renouvelable lorsque le réseau se trouve dans une

condition critique, le gestionnaire doit investir dans les infrastructures du réseau. Par rapport aux moyens conventionnels tels que le renforcement des câbles ou l'ouvrage des postes source, le programme de DR dans cette étude n'a pas besoin des nouveaux investissements sur l'équipement, au cas où le réseau intelligent serait mis en place. Le moyen de communication et de contrôle est similaire à celui pour d'autres services potentiels de DR. C'est-à-dire si le DR est mis en place pour répondre aux autres services comme l'équilibre production/consommation ou le réglage de fréquence, il peut être également utilisé pour le service du réglage de tension sans investissement supplémentaire. Donc, le seul coût pour le programme de DR de côté gestionnaire sera plutôt la rémunération aux clients qui fournissent la flexibilité de la consommation. Le tableau IV-5 représente les différentes stratégies quant aux contraintes de tension.

Tableau IV-5. Différentes stratégies possibles

Acteurs	Stratégies exploitées
Du côté réseau	Renforcement du câble ; ouvrage des postes source
Du côté producteur	Diminution de dimensionnement de puissance installée ; réduction ou déconnection temporelle de production
Du côté client	Participation au programme de DR ; tarif variable en temps réel

La comparaison de ces stratégies en termes d'intérêts économiques permettra de mettre en évidence la faisabilité de l'approche proposée, ce qui sera effectué dans les travaux futurs dans le cadre de ce sujet.

4.4.7. Organisation des relations pour le programme de DR

Un autre problème existant pour cette approche consiste en la mise en place d'une organisation des relations entre le gestionnaire et les agrégateurs qui fournissent l'effacement des charges (en anglais *curtailment service provider* ou CSP). Dans cette étude, on suppose que chaque agrégateur propose un effacement selon le résultat de l'approche d'optimisation. Dans la réalité cette hypothèse peut être non valable, parce que les charges étant très diverses, le centre de contrôle ne peut tenir compte de toutes les situations. Le gestionnaire et les agrégateurs doivent échanger fréquemment les informations sur leur offre de DR disponible et leur espérance pour la rémunération. La concurrence entre différents agrégateurs existe également comme les autres marchés d'électricité. La figure IV-35 propose deux structures possibles pour l'organisation de ces relations.

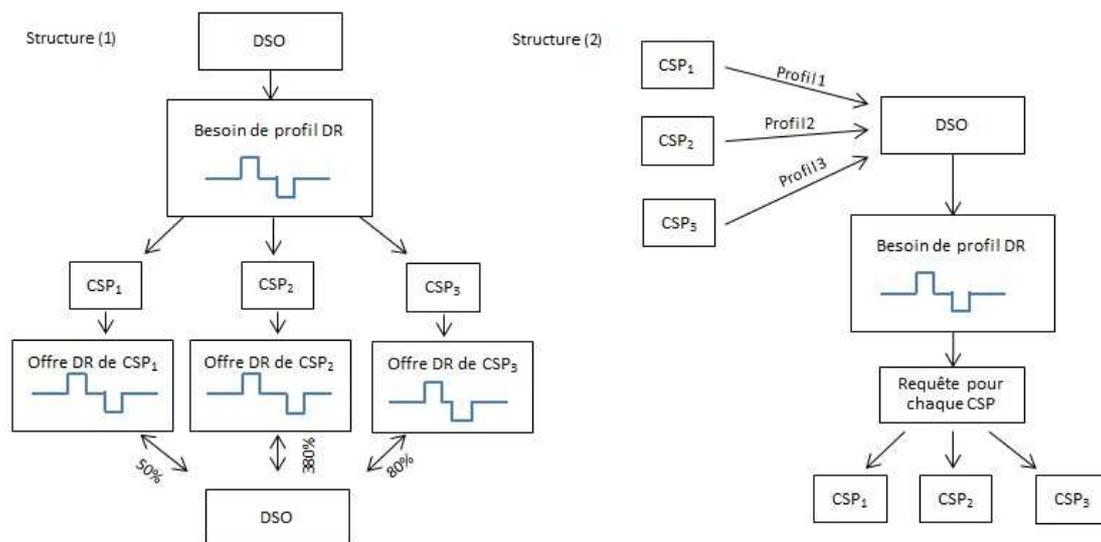


Figure IV-35. Structures des relations entre le DSO et les CSP

Dans la structure 1), le DSO calcule d'abord un besoin concernant le profil de DR et l'envoie aux agrégateurs. Chaque agrégateur lui répond sur leur offre possible. Puis le DSO décide la part de DR à solliciter pour chaque agrégateur. C'est proche de l'organisation du mécanisme d'ajustement. Ce processus peut être itératif pour qu'il arrive à un point d'équilibre. Un algorithme automatisé pour les échanges d'information entre eux pourrait être mise en place afin de minimiser le coût de chaque participant (DSO et CSP). Dans la structure 2), les agrégateurs envoient d'abord leur offre au DSO, et le DSO calcule son besoin à chaque agrégateur. Puis le DSO envoie directement aux agrégateurs la requête de DR. On peut trouver que la structure 2) est plus centralisée que la structure 1). Cette relation entre les agrégateurs et le gestionnaire du réseau reste à développer, de même que les aspects liés à la rémunération. Aujourd'hui la notion de service système n'existe pas en distribution, ni leur rémunération.

4.5. Conclusion

La flexibilité de la charge a été discutée dans ce chapitre, et son potentiel dans le cadre du réglage de tension a été étudié. Différentes typologies des charges flexibles sont présentées et leur profil de consommation peut être piloté par le gestionnaire, ce qui est désigné par « le programme de demand response (DR) ». A l'aide du modèle physique d'un parc de charges thermiques, on peut modéliser le comportement des charges flexibles dans un départ de réseau HTA. Un agrégateur des charges thermiques local (TLA) est défini pour gérer les charges thermiques et répondre à la sollicitation de DR. L'effet rebond (CLPU) qui suit l'effacement de charges thermique doit être maîtrisé par le TLA. L'optimisation du programme de DR dans le réseau de distribution est proposée pour contribuer au réglage de tension et une stratégie « file prioritaire » est utilisée pour piloter les charges thermiques. Cette stratégie ne requiert que l'échange de l'information pour l'état du fonctionnement et elle s'avère une bonne performance pour poursuivre le signal de consigne. Les résultats avec un scénario temporel ont identifié la performance du programme de DR en termes du profil de tension. Cette approche a montré que le gestionnaire peut bénéficier de la flexibilité des charges afin de relaxer les contraintes dans un réseau de distribution avec DG.

Cependant, beaucoup de travaux restent à faire pour évaluer la faisabilité de cette approche. La comparaison en termes des intérêts économique entre différentes stratégies est nécessaire pour valoriser l'utilisation du programme de DR. De plus, il faut aussi concevoir une organisation faisable pour la mise en place du programme de DR. Ces travaux sont envisagés dans les travaux futurs.

V. Etude de cas : une stratégie de recharge décentralisée de VE en vue de soulager l'impact sur le plan de tension dans le réseau BT

5.1. Introduction

Dans cette partie une stratégie décentralisée pour la recharge de VE sera présentée. Les VE sont un marché à fort potentiel qui est encouragé par les gouvernements pour réduire l'émission CO2 et profiter de l'énergie plus propre à l'environnement. La recharge de VE se fait en général à la résidence de son utilisateur ou la station de recharge spécifique, ce qui va augmenter la charge au niveau du réseau en basse tension (BT) où elle est injectée. Le programme de recharge VE en interaction avec le réseau électrique pour les objectifs du système (comme les pertes de puissance, la déviation de tension ou le coût de recharge) a été étudié dans ([Leemput *et al.*, 2011]). Quant au réglage de tension sur le réseau BT, il est à noter que la prise du régulateur équipé au transformateur HTA/BT est justement configurée en phase de l'installation et ne varie pas lors de la charge. De ce fait, l'intégration de VE pourrait engendrer un problème de sous-tension le long du départ au fur et à mesure de l'augmentation de charge. Cette étude s'intéresse à soulager l'impact sur le plan de tension de la recharge de VE pour éviter de renforcer les câbles de lignes. Au lieu des stratégies existantes par exemple dans [Clement-Nyns *et al.*, 2009], une stratégie décentralisée de la coordination de recharge basée sur la théorie de jeu est présentée. La théorie des jeux devient un outil très puissant pour le smart grid ([Saad *et al.*, 2012]), présentée dans les publications récentes ([Gan *et al.*, 2012], [Wu *et al.*, 2012], [Vytelingum *et al.*, 2010]), compte tenu du fait que l'équilibre Nash d'un certain jeu peut attirer des mécanismes décentralisés élaborés pour le problème de coordination. Les résultats numériques ont été comparés avec une stratégie locale dans la publication [Geth *et al.*, 2012].

5.2. Le modèle de recharge des VE

La disponibilité de VE dépend du comportement de son utilisateur. Dans cette étude, on suppose que la plupart des utilisateurs garent leur voiture à la maison pendant la nuit et exigent qu'elle soit rechargée pour voyager le lendemain. Un profil de distribution de départ/retour peut se trouver dans le chapitre IV.

La recharge de VE est modélisée comme une charge pilotable de puissance constante dans la limite $[0, P_{\max}]$, où P_{\max} est la puissance maximale de recharge pour le VE. La valeur de P_{\max} est variée de 3kW à 48kW, en fonction des différentes technologies de recharge.

La notion *SoC* (State of Charge) représente l'état de recharge de la batterie VE. On dénote que SoC_{init} est la valeur initiale lorsque le VE est garé à la maison, SoC_{min} est la valeur minimale

acceptable pour voyager lendemain, et SoC_{\max} est la valeur maximale limitée par la capacité de batterie. En effet, si la valeur SoC dépasse la limite SoC_{\max} , la batterie devient une charge de courant constant plutôt que P constante. P_t est la puissance de recharge à chaque pas de temps pendant toute la nuit.

Alors les contraintes de recharge s'écrivent sous la forme suivante :

$$SoC_{\min} \leq SoC_{init} + \sum_{t=0}^T P_t \leq SoC_{\max} \quad (5-1)$$

où t est la notation à un créneau de temps et T est le temps total pour la recharge.

A partir de ces contraintes sur SoC et leur valeur à chaque pas de temps ainsi que la valeur de SoC_{\min} et SoC_{\max} , on peut calculer la limite de puissance \underline{P}_t (inférieure) et \overline{P}_t (supérieure) au créneau de temps t .

$$\underline{P}_t \leq P_t \leq \overline{P}_t \quad (5-2)$$

Donc, la recharge de VE se fait dans cette plage de puissance définie pour chaque pas de temps. On néglige la notation t ci-après comme la méthodologie proposée sera répétée à chaque créneau.

L'analyse de sensibilité permet d'évaluer la variation des variables d'intérêt η si les paramètres p sont changés ([Cutsem *et al.*, 1998]). Il est déjà montré que la modulation de la puissance de recharge permet de contribuer au réglage de tension ([He *et al.*, 2012]). Cette sensibilité s'exprime par l'équation suivante.

$$\Delta V_p = S_{Vp, Pc} \cdot \Delta P_c \quad (5-3)$$

où p est la notation pour les nœuds pilotes dont la tension doit être pilotée, c dénote les charges contrôlables comme la recharge VE. La variation de la charge ΔP_c et la tension ΔV_p sont reliées avec la matrice de sensibilité $S_{Vp, Pc}$.

5.3. Algorithmes décentralisés pour le contrôle de tension

L'algorithme décentralisé utilisé dans cette étude est un mécanisme itératif appelé « *best response dynamics* » (BRD) en théorie de jeu [Fudenberg *et al.*, 1991]. L'idée de cette méthode consiste à mettre en œuvre une phase de communication *off-line* avant le début de recharge afin de coordonner les décisions de recharge de tous les VE connectés dans un même réseau. Notons que l'application *on-line* de cette méthode pourrait également être envisagée. Si la recharge au créneau t a déjà commencé et il y a un nouveau VE connecté avant le créneau $t+1$, le mécanisme itératif pourrait être appliqué de nouveau et la recharge de VE serait mise à jour dès qu'une nouvelle configuration de recharge est obtenue.

Par défaut, sans savoir l'état de la tension aux nœuds pilotes, chaque VE choisit initialement une puissance nominale de recharge. L'agrégateur de VE peut recevoir toutes les décisions de recharge de VE et calculer l'objectif en fonction de la tension des nœuds pilotes, puis renvoyer cette information à VE. Par conséquent, chaque VE met à jour sa décision de recharge de façon à réduire

cet objectif et signaler la nouvelle valeur de puissance à l'agrégateur. Ce processus itératif est ensuite répété jusqu'à ce que le critère de convergence soit atteint. La figure V-1 s'illustre l'échange d'information de ce processus.

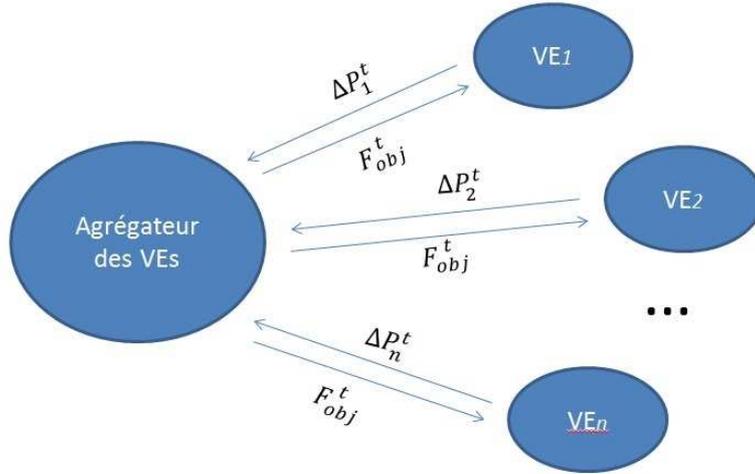


Figure V-1. L'échange d'information

Deux façons de mise à jour de la décision à chaque itération sont adoptées : stratégies synchrone et asynchrone. La stratégie synchrone signifie que tous les VE mettent à jour leur décision avec l'agrégateur en même temps. La stratégie asynchrone signifie que tous les VEs peuvent mettre à jour leur décision à un instant différent. Par exemple, le VE₁ met à jour sa décision avec l'agrégateur d'abord, puis VE₂ met à jour sa décision... jusqu'à VE_n. Dès que la phase de communication est finie, chaque VE connaît sa puissance de recharge.

5.4. Formulation de l'optimisation et la convergence des approches

Supposons que ΔP_i représente la variation de puissance pour VE i et la variation de puissance pour tous les autres VE est représentée par $\Delta P_{-i} = (\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_{i-1}, \Delta P_{i+1}, \dots, \Delta P_n)$ fixé. La mise à jour de la décision de recharge ΔP_i à chaque itération k se fait par un processus d'optimisation sur la puissance de recharge. Notons qu'il est possible qu'il y ait plusieurs nœuds pilotes dans le réseau, l'objectif de cette optimisation peut être global ou local. Dans le cas global, tous les VE suivent le même objectif qui concerne tous les nœuds pilotes. Alors VE i minimise l'objectif global suivant à chaque itération k :

$$f^{global}(\Delta P_i^k, \Delta P_{-i}^k) = \sum_{p=1}^{Np} f_V \left(V_p^k - V_{ref} + \sum_c S_{Vp, Pc} \cdot \Delta P_c^k \right) + c_{ag} \cdot \sum_c (\Delta P_c^k - \Delta P_c^{k-1})^2 \quad (5-4)$$

où V_p^k est la tension mise à jour par l'agrégateur et V_{ref} est la consigne pour le contrôle de tension. Np représente tous les nœuds pilotes dans le réseau et ΔP_c^k est la recharge VE. La fonction de

pénalité quadratique a été présentée en équation 3-21. La partie $c_{ag} \cdot \sum_c (\Delta P_c^k - \Delta P_c^{k-1})^2$ représente le coût relié au vieillissement de la batterie à cause de la variation de la puissance de recharge.

L'agrégateur est en mesure de mettre à jour la tension des nœuds pilotes au travers du calcul load-flow en tenant compte de la variation de puissance ΔP_c^k :

$$\begin{cases} P^k + \Delta P_c^k = f(V^{k+1}, \delta^{k+1}) \\ Q^k = g(V^{k+1}, \delta^{k+1}) \end{cases} \quad (5-5)$$

où les notions f et g représentent respectivement les fonctions du load-flow pour P et Q.

Dans le cas local, EV i est plutôt concerné par la tension de nœud pilote à son voisinage, notée N_i , et défini par la topologie du réseau (typiquement sur le même départ ou une part de départ), compte tenu de son influence plus directe sur ces nœuds à son voisinage. Alors EV i minimise l'objectif local suivant pour mettre à jour sa puissance de recharge.

$$f^{local}(\Delta P_i^k, \Delta P_{-i}^k) = \sum_{p \in N_i} f_V \left(V_p^k - V_{ref} + \sum_c S_{Vp, Pc} \cdot \Delta P_c^k \right) + c_{ag} \cdot \sum_c (\Delta P_c^k - \Delta P_c^{k-1})^2 \quad (5-6)$$

Il est à noter que le cas local nécessite de transmettre juste l'état des nœuds pilotes locaux, ce qui demande moins d'échange d'information par rapport au cas global.

Pour expliquer la convergence des algorithmes décentralisés définis auparavant, on introduit les jeux potentiels dans la théorie de jeu non-coopérative (voir [Monderer *et al.*, 1996]). Le scénario considéré ici correspond à la situation où VE i décide la puissance de recharge par lui-même, c'est-à-dire qu'il concerne un problème d'optimisation décentralisée. Un fort lien entre l'optimisation décentralisée et la théorie de jeu est du fait que le scénario dans lequel les optimiseurs individuels mettent à jour leur configuration peut converger vers un équilibre d'un certain jeu. De ce fait, on définit une structure spécifique issue du jeu auxiliaire pour décrire les propriétés de ces algorithmes décentralisés. Le jeu auxiliaire sous la forme de cette stratégie est constitué de trois composants principaux :

- Joueurs : EV $i \in I = \{1; I\}$ connecté dans le réseau ;
- Actions : puissance de recharge P_i , ou également ΔP_i . ΔP_{-i} sont les actions de $I \setminus \{i\}$, qui dénote tous les joueurs de VE sauf i ;
- Utilité : le gain dépendant de la performance du contrôle de tension,
 $u_i(\Delta P_i, \Delta P_{-i}) = -f^{global, local}(\Delta P)$

Puis on définit les jeux potentiels, initialement présentés par [Monderer *et al.*, 1996]. Ils sont utilisés par la modélisation de l'effet de congestion pour le réseau de transport ([Wardrop, 1952]). Un jeu est dit jeu potentiel s'il existe une fonction Φ telle que :

$$\begin{aligned} \forall i \in I, \forall \Delta P = (\Delta P_i, \Delta P_{-i}), \forall \Delta P_i' \\ u_i(\Delta P_i', \Delta P_{-i}) \geq u_i(\Delta P_i, \Delta P_{-i}) \Leftrightarrow \Phi(\Delta P_i', \Delta P_{-i}) \geq \Phi(\Delta P_i, \Delta P_{-i}) \end{aligned} \quad (5-7)$$

Dans notre cas, la notion de potentiel signifie que la déviation de chacun joueur, qui augmente sa propre utilité, va augmenter également la fonction de potentiel global Φ . Cela implique particulièrement que la stratégie asynchrone BRD, utilisée dans le contexte du contrôle de tension, converge (à un équilibre Nash [Fudenberg *et al.*, 1991]) puisque il n'est pas possible d'augmenter infiniment Φ dans le processus. Pour le cas global, tous les joueurs sont prêts à optimiser la même fonction f^{global} , donc on le considère comme un jeu potentiel en admettant que $\Phi = -f^{global}$ dans le jeu auxiliaire et donc la stratégie asynchrone avec l'objectif global peut converger. C'est-à-dire, dans un temps fini, le processus de mise à jour peut s'arrêter et un équilibre est atteint. Il est à noter que ce propriété ne change pas si la variation de $u_i(\Delta P_i)$ est liée à la rémunération à VE i , parce que ce dernier ne dépend que du choix de VE i (voir [Beaude *et al.*, 2012] pour plus de détails).

Pourtant, la convergence pour les algorithmes synchrones et locaux ne pourrait être démontrée théoriquement. Pourtant, leur utilisation est pratiquement favorable car la stratégie synchrone permet d'accélérer la convergence et l'approche locale diminue l'échange d'information. L'application de ces stratégies est présentée par une simulation numérique dans la partie suivante.

5.5. Simulations et résultats

Les stratégies décentralisées ont été appliquées dans un départ en basse tension (BT) résidentiel avec une large pénétration de VE. Le réseau IEEE standard 34-nœud a été modifié pour correspondre à la situation de lignes et charges en réseau BT et détaillé en Annexe. Chaque nœud sur le départ représente un client résidentiel et il est en mesure de garer un VE. 30VE au maximum sont connectés aléatoirement pendant le soir dans le réseau. On suppose que le besoin pour voyager le lendemain suit une distribution normale dont la distance moyenne est 30 km et l'écart type est 3km, compte tenu du fait qu'une batterie de 24kWh peut servir une distance de 150km. La puissance de charge maximale est 3.3kW. La communication et le processus proposé se font à chaque demi-heure et la puissance de recharge est mise à jour et ne varie pas pendant ce créneau de temps. Le départ est divisé en deux zones (1-14 et 15-34), dans chaque zone un nœud pilote est défini (respectivement 1 et 34). Cela vaut dire, dans l'approche locale, seulement la tension au nœud pilote dans cette zone est prise en compte pour la décision de VE.

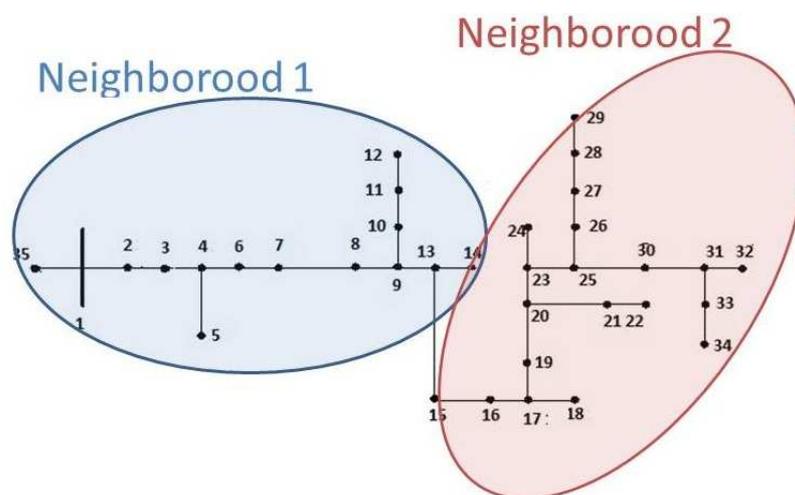


Figure V-2. Le réseau de test utilisé

Tout d'abord, la convergence des algorithmes proposés est analysée. Etant donné que le processus est répété à chaque créneau, on présente seulement un créneau entre 0h et 0h30 AM. Dans le premier temps, les deux mécanismes asynchrone et synchrone sont comparés en termes de leur fonction objective globale. Il est présenté en fonction du nombre d'itération dans la figure V-3.

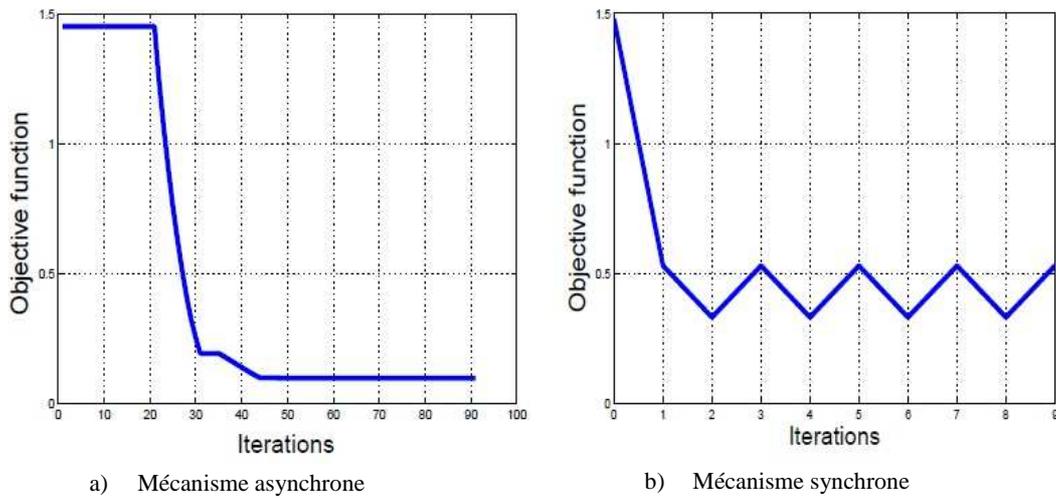


Figure V-3. Dynamique des deux mécanismes

En figure V-3 on constate que l'algorithme asynchrone converge tandis que l'algorithme synchrone peut avoir des oscillations. Il est à noter que, bien que l'algorithme synchrone ne converge pas, il peut proposer une configuration efficace après juste une ou deux itérations. Pratiquement, on peut appliquer cette approche avec une règle heuristique : dès que la même configuration est observée, on cesse le processus d'itération et la dernière configuration est retenue. Sinon le même cycle de configuration va se répéter sans augmenter la fonction objective considérée. Donc, l'algorithme asynchrone permet d'obtenir un meilleur objectif en termes du profil de tension tandis que l'algorithme synchrone nécessite moins d'itérations pour avoir un résultat admissible, l'agrégateur VE peut faire un compromis entre eux.

Les objectifs global et local ont également été comparés. La performance des approches proposées peut être obtenue avec une configuration stable après certaines itérations. Le profil de tension initial et celui après 30 itérations (1 itération par 1 VE) et après 60 itérations (2 itération par 1 VE) sont présentés dans la figure V-4.

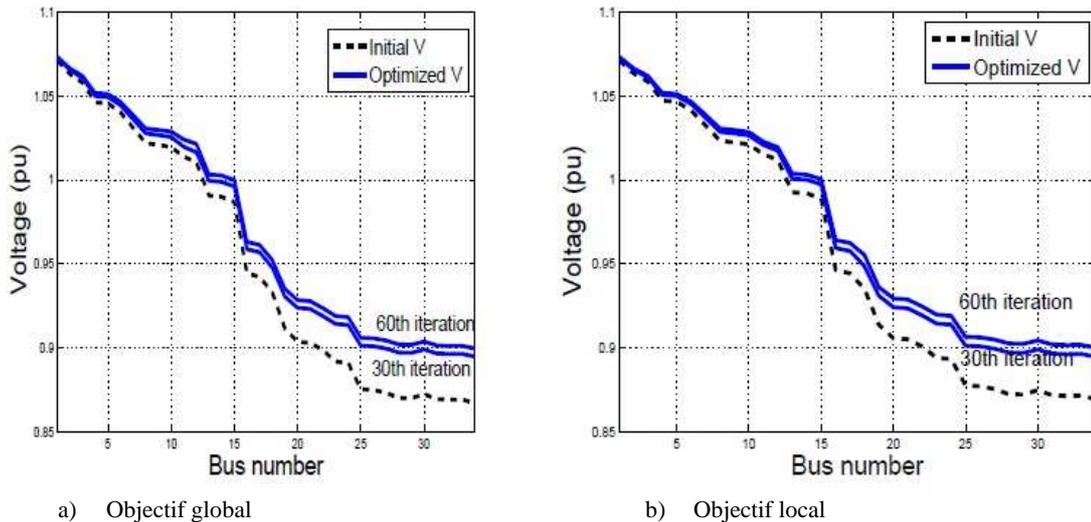


Figure V-4. Profils de tension obtenus avec deux objectifs

La figure V-4 a montré que la tension en aval du départ sans réglage de VE est inférieure à la limite minimale 0.9pu durant ce créneau. Le problème de sous-tension est soulagé par le réglage de recharge VE avec ces deux approches. Les résultats sont similaires pour les deux différents objectifs sauf qu'il y a une petite différence pour des nœuds 7 à 14. Comme l'approche locale s'avère autant efficace que l'approche globale, elle est plus intéressante pour l'agrégateur puisqu'elle nécessite moins d'échange d'information.

Ensuite nous allons comparer les algorithmes proposés avec les deux différentes méthodes suivantes :

1. Les VE sont rechargés sans coordination, ou appelé le cas non-coordonné. La recharge de VE est lancée dès qu'il est connecté au réseau. Ce cas correspond à une situation où la tension est le plus influencée par la recharge de VE.
2. Avec un « voltage droop charging control », proposé par [Geth *et al.*, 2012]. Dans cette méthode la recharge VE est décidée selon une mesure de tension locale. Le profil de recharge en fonction de tension est montré en figure V-5 (trois méthodes sont proposées mais seule « LM1 » est considéré ici).

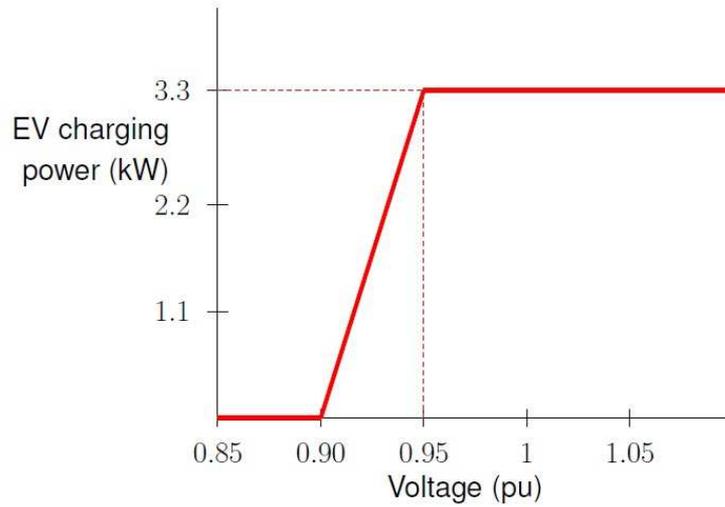


Figure V-5. “Voltage droop charging control”

Les profils de tension au nœud 34 pendant 12 heures sont montrés dans la figure V-6. Elle décrit le profil de tension durant une période complète de recharge.

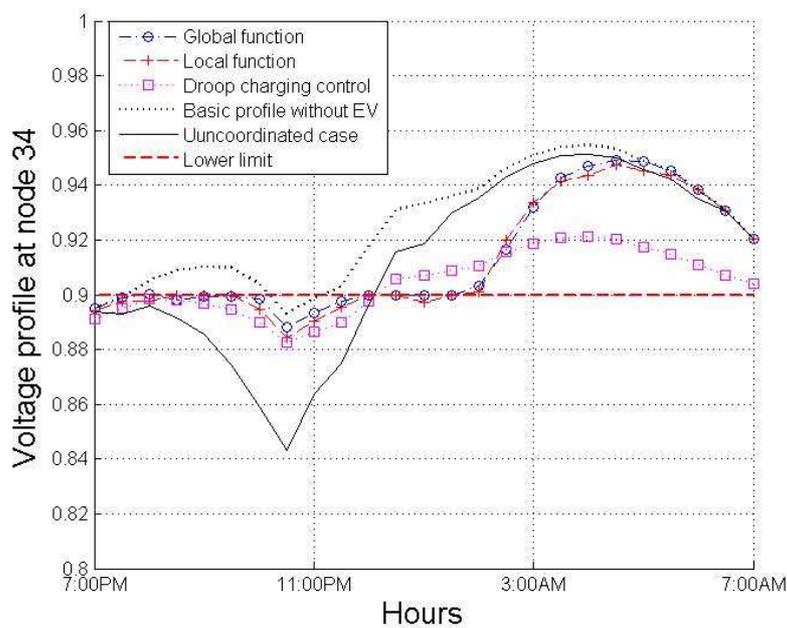


Figure V-6. Profils de tension pendant la nuit

On constate que la recharge de VE non-coordonnée peut engendrer un cas critique de chute de la tension vers 11h PM. Avec les algorithmes décentralisés proposés, la tension est tenue à proximité de la contrainte pendant la nuit. La méthode « voltage droop charging control » a donné un résultat similaire et la performance de ces approches est difficile à différencier car la fonction pénalité dans les contraintes vaut zéro. De ce fait, on constitue un scénario plus compréhensif en variant le nombre et la position de VE au hasard. Puis la moyenne de la tension minimale au nœud 34 de chaque algorithme est comparée au tableau V-1.

Tableau V-1. Comparaison de la tension minimale au nœud n°34

Nombre de VE	10	20	30
Cas non-coordonné	0.877pu	0.866pu	0.849pu
Voltage droop charging	0.886pu	0.881pu	0.883pu
Mécanisme asynchrone global	0.892pu	0.890pu	0.888pu
Mécanisme asynchrone local	0.891pu	0.888pu	0.885pu

Avec ce critère choisi, on peut apercevoir que les algorithmes décentralisés proposés sont un peu plus performants que le contrôle « voltage droop charging » mais significativement plus avantageux que le cas non-coordonné.

Pour résumer la performance des algorithmes dans cette étude, ils sont comparés en figure V-7 selon deux axes: l'efficacité du réglage de tension et le besoin pour échanger des informations.

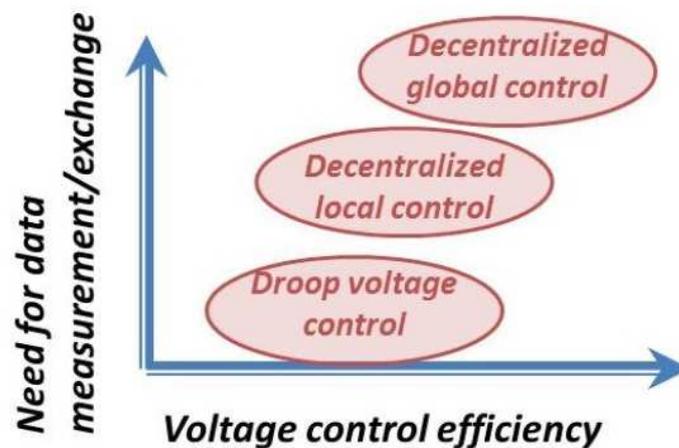


Figure V-7. Comparaison des différentes approches

Dans ce schéma, l'approche qui a besoin d'échanger le plus d'informations a tendance à proposer une meilleure efficacité en termes de profil de tension. Cela permet de prendre un compromis entre la performance et le coût du réglage de tension.

5.6. Conclusion

Dans cette étude de cas, une approche décentralisée a été proposée pour coordonner la recharge de VE dans un réseau de distribution BT afin de limiter son impact sur le plan de tension. Un mécanisme itératif d'échange des informations entre l'agrégateur de VE et les VE connectés dans le réseau est adopté pour mettre à jour la puissance de recharge. Le but de la recharge consiste à minimiser l'impact sur le plan de tension aux nœuds pilotes selon différentes stratégies. En effet, deux stratégies locale et globale sont utilisées, qui représentent respectivement une part de nœuds pilotes locales ou tous les nœuds. Dans la stratégie locale, le VE prend en compte juste l'impact sur la tension de son voisinage ; dans la stratégie globale, l'impact sur tout le réseau est concerné. Deux mécanismes de mise à jour asynchrone et synchrone sont également mis en évidence. Un argument basé sur la théorie des jeux donne l'existence de la convergence pour l'approche globale de recharge avec le mécanisme asynchrone. Cependant les simulations réalistes ont également montré les intérêts des autres mécanismes.

Cette étude de cas a identifié la contribution de la recharge de VE au réglage de tension dans le réseau BT, mais il permet aussi d'envisager une application dans le réseau HTA. Le caractère « shiftable » des VEs est un avantage parce que le recouvrement d'énergie pour les VEs est plus flexible par rapport aux charges thermiques. Ceci permet d'augmenter la flexibilité des charges dans le réseau HTA pour participer aux services du réseau.

VI. Conclusion générale et perspectives

Le travail réalisé dans cette thèse a permis d'étudier la gestion optimale de la tension dans un réseau de distribution avec une pénétration importante des productions décentralisées. Le réseau de distribution actuel, conçu pour transférer l'énergie électrique depuis le poste source vers les postes de consommation, n'est pas en mesure d'accueillir suffisamment les flux de puissance inversés par les productions décentralisées car ces derniers pourraient engendrer des contraintes du système. Le niveau de pénétration des productions décentralisées peut être classé en deux catégories : faible pour moins de 20~30% (par rapport aux charges totales), important pour plus de 30% jusqu'à 100%. Si la pénétration de DG est faible, alors son impact sur le fonctionnement du réseau électrique est tolérable et par conséquent le gestionnaire du réseau n'a pas besoin de changer la stratégie de conduite du système. Si la pénétration de DG est importante, le réseau électrique deviendrait plus contraignant et il est nécessaire de trouver des solutions pour assurer le bon fonctionnement du réseau électrique, comme la régulation de puissance réactive des DG, le contrôle des charges flexibles, et voire l'effacement total ou partiel de la puissance active des DG, en vue d'augmenter la capacité d'accueil des productions décentralisées.

Le travail de thèse se déroule principalement en deux aspects : l'algorithme du réglage de tension à l'aide de la régulation des DG et du régleur en charge, et la contribution du « demand response » au réglage de tension.

Dans le premier chapitre, une introduction générale sur le contenu des différents chapitres de la thèse est présentée ainsi que l'objectif de la thèse qui est de proposer un contrôle de tension coordonné avec différents moyens possibles, tant les flux de puissance réactive que de puissance active.

Dans le deuxième chapitre, une introduction sur le fonctionnement du système électrique est présentée, le contrôle de tension conventionnel avec le régleur en charge et les bancs de condensateurs est analysé. Le moyen conventionnel est adopté par le gestionnaire du réseau il y a longtemps mais il n'est plus adapté dans le contexte du « réseau intelligent » avec une forte pénétration de DG. La condition critique en termes de contrainte de tension est identifiée à l'aide d'une application numérique sur un réseau test connecté avec des fermes éoliennes.

Dans le troisième chapitre, le contrôle de tension dans le réseau de distribution en présence de DG est analysé, et un mécanisme de coordination entre le régleur en charge et la régulation des flux de puissance active et réactive du DG est proposé. Cette approche consiste à utiliser successivement le régleur en charge, la puissance réactive de DG et la puissance active de DG, afin de respecter la limite réglementaire de tension et minimiser l'effacement de la production d'EnR. Une méthode de l'optimisation non-linéaire en variables mixtes est utilisée pour résoudre la consigne du régleur en charge (variable discrète) et la consigne des puissances active et réactive du DG (variables continues).

Dans la formulation de l'optimisation, une analyse du coefficient de sensibilité est portée afin de linéariser les contraintes sur les équations du load-flow. Les coefficients de la tension liée aux variables de contrôle (OLTC, DG) sont calculés à partir des équations du load-flow qui sont non-

linéaires. Ces coefficients permettent de formuler des contraintes d'inégalité linéaires et simplifier le calcul de l'optimisation.

L'approche de l'optimisation proposée est illustrée sur un réseau test avec deux départs. La topologie de ces départs est identique, sauf qu'un départ est connecté avec des fermes éoliennes et l'autre avec consommation pure. C'est pour simuler une situation réelle dans laquelle la configuration des productions décentralisées est non-homogène. Quatre scénarii avec différents combinaisons de consommation sont utilisés pour tester l'algorithme dans le pire des cas. Les résultats de simulation ont montré que l'effacement des productions permet de lever la contrainte de tension si d'autres moyens (OLTC, régulation de puissance réactive) sont épuisés. Une simulation temporelle d'une semaine a permis de vérifier cette conclusion en variant les profils de charge et de production dans un cas plus réel. Enfin, ce chapitre a proposé une solution optimale de la consigne de DG afin de respecter la limite de tension, à condition que tous les DG soient pilotés d'une manière centralisée.

Dans le quatrième chapitre, le contrôle des charges flexibles, nommé « le programme de demand response (DR) », est présenté pour contribuer au réglage de tension dans le réseau de distribution. La fonction du programme de DR dans le contexte de ce sujet est de participer au service du réseau afin d'améliorer le plan de tension. Une introduction générale sur les caractéristiques des charges flexibles, les infrastructures et la structure du DR est donnée dans un premier temps, ainsi que deux typologies de charges flexibles : stockable thermiquement et stockable de façon électrochimique (comme les batteries des VE). L'utilisation de ces deux types de charges peut être considérée comme une alternative moins coûteuse au stockage. L'idée de son usage est de modifier le profil de charge pour une certaine période lorsque le réseau est dans la condition contraignante (contraintes de tension, surcharge, etc...).

Ensuite, la modélisation d'un exemple de charge thermique est donnée pour mettre en évidence le comportement du profil de charge avec un effacement de DR. Un phénomène CLPU qui suit l'action de DR peut engendrer une influence indésirable sur le réseau, car celui-ci pourrait créer une contrainte plus sévère après l'action de DR. De ce fait, il faut appliquer des stratégies de contrôle afin de maîtriser l'effet CLPU. Un modèle ZIP en régime permanent est également donné pour relier la variation de charge au module de tension. Avec ce modèle, l'impact sur le plan de tension est identifié lorsque les types de charges sont respectivement à résistance constante, à courant constant et à puissance constante.

Un mécanisme de planing du DR est proposé dans ce chapitre. Cette approche consiste à modéliser le DR sur les charges thermiques qui peuvent être déplaçable. Elle a pour but de solliciter le programme de DR avec un nombre limité pour une journée et optimiser la consommation déplacée par l'action DR. Un inconvénient incontournable pour le programme de DR c'est que la flexibilité des charges thermiques est moins contrôlable qu'un vrai dispositif de stockage à cause de l'effet CLPU. Quand on applique une action de DR avec les charges thermiques, il faut prévoir son impact de CLPU sur le profil de tension pour ne pas engendrer une autre contrainte de tension qui suit l'action de DR. Le mécanisme de planning du DR permet de tenir compte de la contrainte de tension à chaque pas de temps durant le cycle de DR, afin d'effectuer l'algorithme d'optimisation sur la consommation déplacée. La fluctuation du profil de charges thermiques est négligée dans ce mécanisme en adoptant un profil simplifié. Le programme de DR est limité pour sa durée d'effacement et la fréquence de sollicitation, afin de ne pas impacter le confort des clients d'une manière critique. Comme l'utilisation de DR est limitée par ces conditions, il ne peut résoudre les

contraintes du réseau de très longue durée ou très fréquentes. Il faut adopter dans ce cas-là d'autres solutions possibles, par exemple réduire temporairement la production de DG.

Dans le cinquième chapitre, la flexibilité de charge sur les VE a été étudiée dans le réseau de distribution BT. Dans cette partie nous nous sommes intéressés à l'optimisation décentralisée du réglage de tension à l'aide de la recharge des VE. L'idée de l'optimisation décentralisée est du fait que le parcours du lendemain pour chaque VE est différent et son usage doit être respecté. Donc, l'objectif de cette approche est de minimiser les impacts sur le plan de tension dans le réseau BT et de respecter la demande d'usage pour chaque chauffeur de VE.

Dans cette optimisation décentralisée, un processus individuel pour chaque VE se déroule en communiquant à un agrégateur. La demande d'usage de chaque VE ainsi que la capacité de sa batterie sont imposées comme des contraintes sur la puissance de recharge, et l'objectif est relié à la variation de tension au nœud (ou aux nœuds) pilote. Deux objectifs sont proposées, respectivement global et local, selon le choix des nœuds pilotes.

Un mécanisme itératif pour mettre à jour la consigne de recharge est proposé. À chaque itération, chaque VE peut modifier la consigne afin de réduire la fonction objective. L'agrégateur des VEs a pour mission de coordonner l'action des VEs de façon asynchrone ou synchrone. Dès qu'un point d'équilibre des VEs est atteint, ce processus se termine. La convergence de ce mécanisme est discutée avec la théorie des jeux. Une comparaison entre différentes stratégies est donnée à la fin du chapitre pour mettre en évidence leur efficacité.

Cette thèse a analysé les moyens possibles du réglage de tension et a proposé des applications de ces moyens afin d'améliorer le plan de tension dans le réseau de distribution avec DG. Lorsque le taux de DG augmente et la contrainte de tension devient critique dans le réseau, on peut utiliser les moyens dans le réseau sans renforcement. On peut d'abord utiliser le régleur en charge et la régulation de puissance réactive de DG. Ensuite, le programme de DR avec les charges flexibles peut servir à résoudre une partie des contraintes de tension. Si le problème de tension persiste, il faut ajouter un stockage ou réduire une partie de production. Ceci est illustré dans la figure VI-1. Il est à noter que cette conclusion, voire toutes les solutions pour la tension, dépend essentiellement de la structure du réseau et de la localisation des producteurs et des charges sur ce réseau.

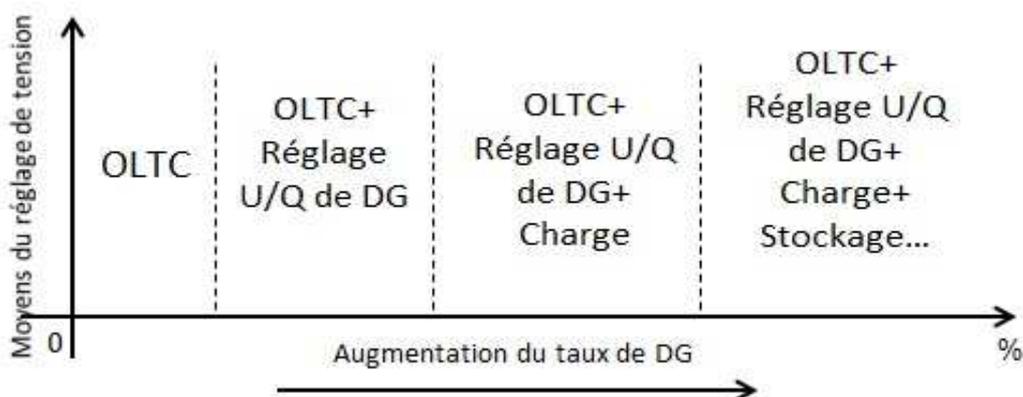


Figure VI-1. Stratégies successives lors de l'augmentation de DG

La régulation de la puissance réactive du DG est déjà étudiée depuis quelques années. Celle-ci peut s'intégrer dans le contrôle VVC existant. Les autres moyens, liés au couplage de la tension et la

puissance active, pourraient constituer une alternative si le VVC ne lève pas toutes les contraintes. Quant à l'utilisation des charges flexibles dans le réglage de tension, il reste encore beaucoup de difficultés à résoudre pour la mise en place. Cependant sachant que le programme de DR a besoin de moins d'investissements et est moins coûteux par rapport au stockage ou l'effacement de production, il est intéressant à développer et doit être considéré en vue d'augmenter la capacité d'accueil de la production décentralisée dans le système électrique.

Les travaux futurs consistent à réaliser dans un environnement réel le programme de DR afin d'améliorer la pénétration de DG. D'abord une analyse de valorisation est envisagée pour comparer le programme de DR avec d'autres stratégies. Puis il est nécessaire de mettre en place le schéma organisationnel des relations entre le DSO et les agrégateurs. Car celle-ci peut influencer la stratégie de la rémunération du DR pour participer au réglage de tension.

Enfin, la méthodologie de la simulation est menée avec un profil type puis la stratégie de la queue prioritaire, ce qui est un peu loin de la réalité. Une modélisation des charges plus hétérogènes et avec diversité doit être envisagée pour mieux correspondre au cas réel et améliorer la performance de DR.

Liste des figures

Figure II-1. Le système électrique.....	9
Figure II-2. Accroissance d'EnR dans le monde.....	10
Figure II-3. Description d'un réseau radial.....	11
Figure II-4. Réglage hiérarchisé de tension.....	12
Figure II-5. La dynamique du régleur en charge.....	15
Figure II-6. La dynamique du régleur en charge.....	16
Figure II-7. La génératrice à vitesse constante.....	20
Figure II-8. La machine asynchrone à double alimentation.....	21
Figure II-9. La machine synchrone à aimants permanents.....	22
Figure II-10. Réglage de tension local.....	23
Figure II-11. Schéma du réseau test.....	25
Figure II-12. Profil de consommation (ici c'est en 'pu' par rapport à Pmax).....	25
Figure II-13. Profil de production éolienne.....	26
Figure II-14. Profil de tension aux nœuds pilotes, les DG sont à FP=1.....	27
Figure II-15. Variation de prise du régleur en charge.....	27
Figure II-16. DG en mode de PF inductif.....	28
Figure II-17. DG en mode de tension constant.....	28
Figure II-18. Les pertes de Joule.....	29
Figure III-1. Schéma du contrôle centralisé.....	34
Figure III-2. Schéma du contrôle décentralisé.....	35
Figure III-3. Fonction de pénalité pour la violation de tension.....	41
Figure III-4. Diagramme de l'optimisation PNM-D.....	44
Figure III-5. Modèle de ligne.....	45
Figure III-6. Réseau test.....	47
Figure III-7. Le profil de tension sans réglage de tension.....	49
Figure III-8. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC.....	49
Figure III-9. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC et Q.....	50
Figure III-10. Le profil de tension avec le réglage de l'OLTC, Q et P.....	50
Figure III-11. Profil de charge d'une semaine.....	52
Figure III-12. Profil de production éolienne d'une semaine.....	52
Figure III-13. Profil de tension du nœud 18.....	53
Figure III-14. Puissance active du DG1.....	53
Figure III-15. Puissance réactive du DG1.....	54
Figure III-16. Profil de tension du nœud 67.....	54
Figure III-17. le profil de l'OLTC avec le réglage.....	55
Figure III-18. Le profil de l'OLTC avec la contrainte 1.....	56
Figure III-19. Le profil de l'OLTC avec la contrainte 2.....	57
Figure III-20. La tension V18 avec la contrainte 1.....	57
Figure III-21. La tension V18 avec la contrainte 2.....	58
Figure III-22. La tension V67 avec la contrainte 1.....	58
Figure III-23. La tension V67 avec la contrainte 2.....	59
Figure IV-1. Modifications typiques de courbe de charge.....	63
Figure IV-2. La structure multi-échelles d'un système de DR.....	66
Figure IV-3. Le départ des VE sur la journée.....	68
Figure IV-4. Le retour des VE sur la soirée.....	68
Figure IV-5. Le phénomène CLPU.....	72
Figure IV-6. Le phénomène CLPU ajusté.....	72
Figure IV-7. Profils approximés de DR avec différents CLPU.....	73

Figure IV-8. Réseau de test à 5 nœuds de charge.....	78
Figure IV-9. Coefficients de sensibilité avec les modèles ZIP.....	78
Figure IV-10. DR avec l’effacement de 20% de charges	79
Figure IV-11. Le comportement d’une charge individuelle	81
Figure IV-12. Le mécanisme du TLA	82
Figure IV-13. La variation de puissance avec l’action DR.....	83
Figure IV-14. Le modèle simplifié de DR.....	84
Figure IV-15. Structure « file prioritaire »	85
Figure IV-16. Contrôle des charges dans les files prioritaires.....	86
Figure IV-17. Profil des charges avec le contrôle « file prioritaire »	86
Figure IV-18. Le diagramme du processus complet.....	87
Figure IV-19. Le planning du programme de DR avec l’optimisation centralisée.....	88
Figure IV-20. Réalisation logicielle	90
Figure IV-21. Le réseau test avec 3 départs	90
Figure IV-22. Profils de consommation et de production	91
Figure IV-23. Profils de tension sans réglage.....	92
Figure IV-24. Profils de tension du nœud 6 (tension minimale)	92
Figure IV-25. Profils de tension du nœud 12 (tension maximale)	93
Figure IV-26. Réseau test	93
Figure IV-27 Profils de consommation et de production	94
Figure IV-28. Profils de tension sans DR.....	95
Figure IV-29. Profils de tension avec l’action de DR	95
Figure IV-30. Profils de tension avec l’effacement de production.....	96
Figure IV-31. Profils de charges thermiques au nœud 14	96
Figure IV-32. Profils de charges thermiques au nœud 34	97
Figure IV-33. Distribution des actions de DR.....	98
Figure IV-34. Comparaison de la violation de tension.....	98
Figure IV-35. Structures des relations entre le DSO et les CSP.....	100
Figure V-1. L’échange d’information	104
Figure V-2. Le réseau de test utilisé	106
Figure V-3. Dynamique des deux mécanismes	107
Figure V-4. Profils de tension obtenus avec deux objectifs	108
Figure V-5. “Voltage droop charging control”	109
Figure V-6. Profils de tension pendant la nuit.....	109
Figure V-7. Comparaison des différentes approches.....	110
Figure VI-1. Stratégies successives lors de l’augmentation de DG.....	114

Liste des tableaux

Tableau II-1. Les choix du contrôle de DG	24
Tableau III-1. Dimensionnement des DG.....	48
Tableau III-2. Configuration des scénarii.....	48
Tableau III-3. Actions de réglage pour chaque scénario	51
Tableau III-4 Performances avec différentes contraintes d'OLTC	59
Tableau IV-1. Différentes technologies de recharge pour VE.....	69
Tableau IV-2. Caractéristiques de la charge modélisée (production de froid)	71
Tableau IV-3. Le pourcentage de l'effacement avec les trois modèles	79
Tableau IV-4. Différentes stratégies possibles	99
Tableau V-1. Comparaison de la tension minimale au nœud n°34	110

ANNEXE

Caractéristiques du réseau test modifié d'IEEE 34 nœuds

Bus A*	Bus B*	r(Ω)	x(Ω)	b(S)	Load at Bus B	
					P(kW)	Q(kVAr)
35	1	0	X _{cc} **	0	0	0
1	2	0.158	0.0869	2.37e-7	930	370
2	3	0.106	0.0583	1.59e-7	585	234
3	4	0.25	0.1375	3.75e-7	585	234
4	5	0.354	0.1947	5.31e-7	585	234
4	6	0.14	0.077	2.1e-7	585	234
6	7	0.22	0.121	3.3e-7	585	234
7	8	0.176	0.28	5.6e-9	371	149
8	9	0.02	0.031	0.63e-9	0	0
9	10	0.212	0.182	3.64e-9	232	93
9	13	0.682	1.085	2.17e-8	232	93
10	11	2.19	1.277	2.55e-8	232	93
11	12	2.52	1.47	2.94e-8	232	93
13	14	0.552	0.322	6.44e-9	232	93
13	15	0.114	0.091	1.82e-9	371	149
15	16	1.37	1.09	2.18e-8	371	149
16	17	0.07	0.056	1.12e-9	371	149
17	18	6.816	2.485	4.97e-8	232	93
17	19	1.232	0.98	1.96e-8	371	149
19	20	0.352	0.28	5.6e-9	232	93
20	21	0.24	0.087	1.75e-9	232	93
20	23	0.66	0.525	1.05e-8	0	0
21	22	3.072	1.12	2.24e-8	149	59
23	24	0.47	0.171	3.43e-9	232	93
23	25	1.068	0.623	1.25e-8	232	93
25	26	0.077	0.028	0.56e-9	149	59
25	30	0.077	0.028	0.56e-9	149	59
26	27	0.394	0.145	2.87e-9	149	59
27	28	1.056	0.385	7.7e-9	149	59
28	29	0.154	0.056	1.12e-9	149	59
30	31	0.492	0.287	5.74e-9	149	59
31	32	0.259	0.094	1.89e-9	149	59
31	33	0.087	0.031	0.63e-9	149	59
33	34	1.42	0.518	1.04e-8	149	59

*: A et B sont respectivement le nœud départ et arrivé.

** : X_{cc} est l'impédance du transformateur à court-circuit.

Références

- ADEME (2013), « Avis de l'ADEME sur le solaire photovoltaïque », disponible sur le site : <http://www.ademe.fr/>
- Baran, M.E.; El-Markabi, I.M. (2007), "A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.22, no.1, pp.52,59, Feb. 2007.
- O. Beaude, S. Lasaulce, and M. Hennebel (2012), "Charging games in networks of electrical vehicles," in 6th International Conference on Network Games, Control and Optimization (NetGCoop), 2012, 2012, pp. 96–103.
- Bei G.; Abur, A. (2001), "An improved measurement placement algorithm for network observability," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.16, no.4, pp.819,824, Nov 2001.
- B. Berseneff (2010), "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur ", rapport de thèse de doctorat, G2elab, 2010.
- D. Boëda (2009), "Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques", rapport de thèse de doctorat, G2elab, 2009.
- M. Brenna, E. Berardinis, F. Foiadelli, G. Sapienza and D. Zaninelli (2010), "Voltage Control in Smart Grids: An Approach Based on Sensitivity Theory," *Journal of Electromagnetic Analysis and Applications*, Vol. 2 No. 8, 2010, pp. 467-474.
- Caldon, R.; Coppo, M.; Turri, R. (2013), "Coordinated voltage control in MV and LV distribution networks with inverter-interfaced users," *PowerTech (POWERTECH)*, 2013 IEEE Grenoble , vol., no., pp.1,5, 16-20 June 2013.
- Capgemini Consulting (2007). "Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télé-gestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs, " le 8 Mars 2007, *Capgemini Consulting, Technology, Accounting*.
- Capitanescu, F.; Bilibin, I.; Romero Ramos, E. (2014), "A Comprehensive Centralized Approach for Voltage Constraints Management in Active Distribution Grid," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.29, no.2, pp.933,942, March 2014.
- CHAdEMO Technology (2014), disponible sur le site : <http://www.chademo.com/>
- J. Chang; S. Jia (2009), "Modeling and collaboration of Wind-solar Power Generation System based on Multi-Agent system," *Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on* , vol., no., pp.1403,1406, 5-8 July 2009.
- Chiradeja, P.; Ramakumar, R. (2004), "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.19, no.4, pp.764,773, Dec. 2004.
- Christakou, K.; Le Boudec, J.-Y.; Paolone, M.; Tomozei, D.-C. (2013), "Efficient Computation of Sensitivity Coefficients of Node Voltages and Line Currents in Unbalanced Radial Electrical Distribution Networks," *IEEE Trans. Smart Grid* 4(2): 741-750 (2013).
- Christakou, K.; Tomozei, D.-C.; Le Boudec, J.-Y.; Paolone, M. (2014), "GECN: Primary Voltage Control for Active Distribution Networks via Real-Time Demand-Response," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.5, no.2, pp.622,631, March 2014.

- A.C.Chuang, C.W.Gellings (2008). "Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry," *Electric Research Power Institute, USA, 2008*.
- Chukwu, U.C.; Mahajan, S.M. (2014), "Real-Time Management of Power Systems With V2G Facility for Smart-Grid Applications," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* , vol.5, no.2, pp.558,566, April 2014.
- K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen (2009), "Coordinated charging of multiple plug-in hybrid electric vehicles in residential distribution grids," *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, vol. 25, no. 1, pp. 1–7, 2009.
- P. Constantopoulos, F.C. Schweppe, R.C. Larson (1991), "Estia: A real-time consumer control scheme for space conditioning usage under spot electricity pricing," *Computers & Operations Research*, Volume 18, Issue 8, Pages 751–765, 1991.
- T. V. Cutsem and C. Vournas, (1998) "Voltage Stability of Electric Power Systems". Boston, MA: Kluwer, 1998.
- ERDF (2011), "Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT," Rapport Direction technique ERDF-PRO-RES_43E – V2, 2011.
- Farag, H.E.Z.; El-Saadany, E.F.; Seethapathy, R. (2012), "A Two Ways Communication-Based Distributed Control for Voltage Regulation in Smart Distribution Feeders," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.3, no.1, pp.271,281, March 2012.
- H. E. Z. Farag (2013), "Assessment, Planning and Control of Voltage and Reactive Power in Active Distribution Networks", report of PhD thesis, in University of Waterloo, Waterloo, Canada, 2013.
- M. Farivar and S. H. Low, (2013A) "Branch flow model: Relaxations and convexification - part I," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, 2013.
- M. Farivar and S. Low, (2013B) "Branch flow model: Relaxations and convexification - part II," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2565–2572, Aug 2013.
- FERC (2008). "Assesment of Demand Response & Advanced Metering: Staff Report," December 2008, available at <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf>.
- Ferrand (2012), Disponblie dans le site <http://www.wunderground.com/history/airport/>.
- Freitas, W.; Vieira, J.C.M.; Morelato, A.; Wilsun Xu (2005), "Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.20, no.2, pp.474,480, June 2005.
- D. Fudenberg and J. Tirole (1991), "Game Theory", ser. MIT Press Books. The MIT Press, 1991, vol. 1, no. 0262061414.
- L. Gan, U. Topcu, and S. H. Low (2012), "Stochastic distributed protocol for electric vehicle charging with discrete charging rate," vol. 27, no. 3, *IEEE. Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- Gaonkar, D.N.; Pillai, G.N. (2010), "Fuzzy logic based coordinated voltage regulation method for distribution system with multiple synchronous generators," *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES* , vol., no., pp.1,5, 19-22 April 2010.

F. Geth, N. Leemput, J. Van Roy, J. Bscher, R. Ponnette, and J. Driesen (2012), "Voltage droop charging of electric vehicles in a residential distribution feeder," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Berlin, October 2012.

Hao, H.; Sanandaji, B.M.; Poolla, K.; Vincent, T.L. (2013), "A Generalized Battery Model of a Collection of Thermostatically Controlled Loads for Providing Ancillary Service," the 51th Annual Allerton Conference on Communication, Control and Computing, 551 - 558, October 2013.

Y. He, M. Petit, and P. Dessante (2012), "Optimization of the steady voltage profile in distribution systems by coordinating the controls of distributed generations," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, October 2012.

Hosseini, S.S.; Badri, A.; Parvania, M. (2012), "The plug-in electric vehicles for power system applications: The vehicle to grid (V2G) concept," *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, vol., no., pp.1101,1106, 9-12 Sept. 2012.

Hurley, J.D.; Bize, L.N.; Mummert, C.R. (1999), "The adverse effects of excitation system VAR and power factor controllers," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol.14, no.4, pp.1636,1645, Dec 1999.

IEA, report (2012) "Medium-Term Renewable Energy Market Report 2012", *International Energy Agency*, 2012.

Jeff Doty, Jared Burns, Luis Perez, and Anjan Bose, (2011) "Preliminary Online evaluation of the smart grid additions to the Spokane distribution system," Washington State University, 2011.

Keane, A.; Ochoa, L.F.; Vittal, E.; Dent, C.J.; Harrison, G.P. (2011), "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.26, no.1, pp.252,260, Feb. 2011.

Keep, T.M.; Sifuentes, F.E.; Auslander, D.M.; Callaway, D.S. (2011), "Using load switches to control aggregated electricity demand for load following and regulation," *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, vol., no., pp.1,7, 24-29 July 2011

Kulmala, A.; Maki, Kari; Repo, S.; Jarventausta, P.(2007), "Active Voltage Level Management of Distribution Networks with Distributed Generation using On Load Tap Changing Transformers," *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, vol., no., pp.455,460, 1-5 July 2007.

N. Leemput, J. Van Roy, F. Geth, P. Tant, and J. Driesen (2011), "Comparative analysis of coordination strategies for electric vehicles," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, December 2011.

H.Li; Hsiao-Dong Chiang; Yoshida, H.; Fukuyama, Y.; Nakanishi, Y. (1999), "The generation of ZIP-V curves for tracing power system steady state stationary behavior due to load and generation variations," *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, vol.2, no., pp.647,651 vol.2, 1999

Liew, S.N.; Strbac, G. (2002), "Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol.149, no.3, pp.256,262, May 2002.

Lu N., and Chassin D. (2004), "A state-queueing model of thermostatically controlled appliances", *IEEE trans. Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp1666-1673, 2004.

T. Margotin, P. Juston, M.P. Houry, (2006) "Les Services Système : l'expérience de RTE," Journées de la section électrotechnique du Club EEA 2006.

Miranda V. (2007), "An improved fuzzy inference systems for voltage/ VAR control", IEEE Trans. On Power Systems, Vol.22, No.4, Nov.2007.

D. Monderer and L. S. Shapley (1996), "Potential games," *Games and Economic Behavior*, vol. 14, no. 1, pp. 124 – 143, 1996.

Morrow K., Karner D., Francfort J. (2008), "US department of energy vehicle technologies program – advanced vehicle testing activity, plug-in hybrid electric vehicle charging infrastructure review," final report, Battelle energy alliance, Contract no.58517, 2008.

Nexans (2010), Rapport technique intitulé « Submarine Power Cables », disponible sur le lien : http://www.nexans.com/Germany/group/doc/en/NEX_Submarine_neu.pdf

Observ'ER - 15è inventaire - Chap.2 : Un aperçu des dynamiques régionales (2013), disponible sur le site de l'Observatoire des énergies renouvelables.

Ochoa, L.F.; Padilha-Feltrin, A.; Harrison, G.P. (2008), "Time-Series-Based Maximization of Distributed Wind Power Generation Integration," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol.23, no.3, pp.968,974, Sept. 2008.

Olsen, D. J.; Kiliccote, S.; Matson, N.; Sohn, M.; Rose, C.; Dudley, J.; Goli, S.; Hummon, M.; Palchak, D.; Denholm, P.; Jorgenson, J.; Ma, O. (2013). "Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part 1: Load Availability Profiles and Constraints for the Western Interconnection". 92 pp.; *Lawrence Berkeley National Laboratory*; Demand Response Research Center Report No. LBNL-6417E, September 2013.

Pipattanasomporn, M.; Feroze, H.; Rahman, S. (2009), "Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation," *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, vol., no., pp.1,8, 15-18 March 2009

G. Rami (2006), "Control de tension auto-adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution ", rapport de thèse de doctorat, G2elab, 2006.

O. Richardot (2006) "Réglage de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée", rapport de these, G2Elab, Institut Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, 2006.

ROBYNS B., DAVIGNY A., FRANCOIS B., HENNETON A., SPROOTEN J. (2012), "Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables," *Lavoisier*, 2012.

RTE, Bilan électrique français 2013 (2013), disponible sur le site : <http://www.rte-france.com/>

W. Saad, Z. Han, H. V. Poor, and T. Basar (2012), "Game theoretic methods for the smart grid," *CoRR*, vol. abs/1202.0452, 2012.

A. Sajadi, S. S. Sebtahmadi, M. Koniak, P. Biczal, S. Mekhilef (2012), "Distributed Control Scheme for Voltage Regulation in Smart Grids," *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 1, no. 1, September 2012: pp. 53–59.

N. Saker (2013), "Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique ", rapport de thèse de doctorat, Supélec, 2013.

Salman, S.K.; Wan, Z.G. (2007), "Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/Embedded Generation," *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, vol., no., pp.2128,2132, 1-5 July 2007.

Shafiu, A.; Bopp, T.; Chilvers, I.; Strbac, G. (2004), "Active management and protection of distribution networks with distributed generation," *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, vol., no., pp.1098,1103 Vol.1, 10-10 June 2004.

Shah, B.; Bose, A.; Srivastava, A., (2013) "Load modeling and voltage optimization using smart meter infrastructure," *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*, vol., no., pp.1,6, 24-27 Feb. 2013

Steadysun (2014), voir le site : <http://steady-sun.com/>

Sullivan, M.; Bode, J.; Kellow, B.; Woehleke, S.; Eto, J. (2013), "Using Residential AC Load Control in Grid Operations: PG&E's Ancillary Service Pilot," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol.4, no.2, pp.1162,1170, June 2013.

T.Tran-Quoc; E.Monnot; G. Rami; A. Almeida; Ch. Kieny; N. Hadjsaid (2007), "intelligent voltage control in distribution network with distributed generation", *CIREC, 19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, 21-24 May 2007.

F. A. Viawan and D. Karlsson (2008), "Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation," *PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, 2008.

Viehweider A., Bletterie B., Burnier De Castro D. (2009), "Advanced Coordinated Voltage Control Strategies for Active Distribution Network Operation," *20th International Conference on Electricity Distribution (2009)*.

P. N. Vovos, A. E. Kiprakis, A. R. Wallace and G. P. Harrison (2007), "Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, 2007, pp. 476-483.

P. Vytelingum, T. D. Voice, S. D. Ramchurn, A. Rogers, and N. R. Jennings (2010), "Agent-based micro-storage management for the smart grid," in *The Ninth International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2010)*, May 2010, pp. 39–46.

Walling, R.A.; Saint, R.; Dugan, R.C.; Burke, J.; Kojovic, Ljubomir A. (2008), "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.23, no.3, pp.1636,1644, July 2008.

J. Wardrop (1952), "Some theoretical aspects of road traffic research," *Proceedings of the Institution of Civil Engineers*, Part II, vol. 1, no. 36, pp. 352–362, 1952.

C. Wu, A.-H. Mohsenian-Rad, and J. Huang (2012), "Wind power integration via aggregator-consumer coordination: A game theoretic approach," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, January 2012.

C. H. K. W. S. Virayavanich and A. Seiler, (1996) "Reliability of on-load tap changers with special consideration of experience with delta connected transformer windings and tropical environmental conditions," 1996 Cigré, General Session, paper 12–103, 1996.