



DG2 Automation

DG2 Automation

Distribution Grids with Dispersed Generation

Synthèse du rapport final
Projet no C_2012_A_05

Mandant

EOS Holding
Chemin de Mornex 6
Case postale 521
1001 Lausanne

Auteur du rapport

HES-SO Valais-Wallis
Dominique Gabioud
Chef de projet
Dominique.gabioud@hevs.ch

Co-auteurs

Pierre Olivier Moix, Dr Davide Pavanello (HES-SO Valais-Wallis)
Jean-Marc Allenbach (hepia)
Jean-Roland Schuler (EIA-FR)

Sion, le 9 septembre 2014

Le déploiement à large échelle de la production d'énergie décentralisée engendre de nouveaux scénarios d'utilisation des réseaux de distribution qui n'avaient pas été conçus pour cela. Dans ce contexte, le projet *DG2 Automation* traite essentiellement le problème du maintien du niveau de tension dans le domaine autorisé et propose différentes solutions basées sur la contribution des convertisseurs électroniques de puissance, des appareils intelligents qui sont capables non seulement d'injecter ou de soutirer de la puissance active, mais aussi de participer à la régulation du réseau de distribution.

Une stratégie de régulation de la tension à quatre niveaux a été élaborée, avec une graduation en performance et en complexité. Pour le dernier niveau, un contrôleur détermine en continu les consignes optimales pour les convertisseurs en fonction de l'état du réseau. Deux algorithmes de régulation ont été conçus, simulés et testés dans le laboratoire GridLab de la HES-SO Valais-Wallis.

Pour que de telles solutions puissent être mises en œuvre efficacement sur le terrain, les convertisseurs doivent présenter à un contrôleur une interface de communication normalisée. L'IEC (*International Electrotechnical Commission*) a initié la définition d'une telle norme en étendant le domaine d'application du standard IEC 61850 aux convertisseurs électronique de puissance (IEC 61850 90-7, IEC 61850-7-420). Une passerelle générique a été développée, permettant de transformer un appareil électrique intelligent tel qu'un convertisseur en un IED (*Intelligent Electronic Device*) IEC 61850. Cette passerelle a été configurée pour les convertisseurs du GridLab. Il a pu ainsi être démontré que le standard IEC 61850 pouvait servir de support au déploiement de stratégies complexes de gestion de la tension.

Remerciements

La réalisation de ce projet a été rendue possible grâce au financement accordé par EOS-Holding SA dans le cadre du projet de coopération EOS-Holding – HES_SO. Aussi, nous tenons à l'en remercier. Un merci particulier va à M. Thierry Lainé, directeur général d'EOSH, à M. Bertrand Chaillot, directeur du développement d'EOSH, ainsi qu'aux représentants des GRD, membres du groupe de suivi EOS-Holding.

Nous remercions également les SIG et Romande Energie pour la mise à disposition des données, ainsi que MM. Raymond Cettou (SIG) et Arnoud Bifrare (Romande Energie) pour leur disponibilité et leur expertise technique.

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	3
CONTEXTE	4
PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	4
AUTOMATION RÉPARTIE BASÉE IEC 61850.....	4
RÉGULATION DE LA TENSION DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	5
EFFET SUR LA TENSION DE L'INJECTION DE NOUVELLES ÉNERGIES RENOUVELABLES	5
TENSION DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION : NORMES NATIONALES ET INTERNATIONALES	5
MOYENS POUR LA RÉGULATION DE LA TENSION.....	6
POTENTIEL DES ONDULEURS POUR LA GESTION DE LA TENSION	6
CONFLITS D'INTÉRÊTS ET ASPECTS RÉGLEMENTAIRES	7
STRATÉGIES DE GESTION DE LA TENSION PAR DES ONDULEURS D'INJECTION.....	8
UNE APPROCHE PROPORTIONNÉE.....	8
IMPACT D'UNE FORTE PÉNÉTRATION PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN RÉSEAU URBAIN DE BASSE TENSION À MEYRIN, GENÈVE	8
OBJECTIF DE L'ÉTUDE DE MEYRIN.....	8
MÉTHODE	9
PROFILS DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION DANS LA ZONE GRAND-PUITS	9
INJECTION DE PUISSANCE RÉACTIVE PAR LES ONDULEURS.....	10
RÉSULTATS DE SIMULATION.....	11
RÉGLAGE SYNCHRONISÉ.....	12
OBJECTIFS	12
MÉTHODES D'OPTIMISATION	13
<i>Régulation optimale</i>	13
<i>Régulation simplifiée</i>	14
IEC 61850 ET AUTOMATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	14
RÔLE DE LA NORMALISATION.....	14
ARCHITECTURE POUR L'AUTOMATION RÉPARTIE D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION	15
A PROPOS D'IEC 61850.....	15
IEC 61850 POUR ONDULEURS D'INJECTION.....	16
IED IEC 6150 GÉNÉRIQUE.....	16
DÉMARCHE.....	16
CYBER-SÉCURITÉ.....	18
DÉMONSTRATEUR.....	19
GRIDLAB LOW VOLTAGE	19
RÉSEAU DE DISTRIBUTION REPRODUIT DANS LE GRIDLAB LOW VOLTAGE	20
RÉSULTATS	20
CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	21
PERSONNES DE CONTACT.....	23
PARTENAIRES.....	23
LIVRABLES	23

Contexte

Production décentralisée et réseau de distribution

La plupart des pays industrialisés a défini des objectifs de réduction d'émissions de CO₂ et – parfois – également d'abandon de la production nucléaire. Pour s'en approcher, ces pays ont mis en place divers mécanismes de subvention des nouvelles énergies renouvelables, qui ont conduit à un déploiement plus ou moins rapide de la production décentralisée principalement d'origine photovoltaïque et éolienne. En Allemagne, en Espagne et en Italie notamment, la croissance de cette production a été très forte et elle représente désormais une composante importante de la production électrique.

Le réseau existant supporte très bien une pénétration limitée de la production décentralisée, qui, dans un premier temps, diminue la charge du réseau en alimentant une partie de la consommation locale. En évitant du transport d'énergie sur des longues distances, la charge sur les lignes et les pertes sont diminuées.

Dans les cas où la production décentralisée dépasse la consommation locale, différents problèmes peuvent apparaître : surcharge des équipements (lignes, transformateurs), concept de protection inadapté, niveau et qualité (harmoniques, *flicker*) de la tension en dehors des spécifications.

Le projet *DG2 Automation* traite essentiellement du maintien de la tension dans le domaine autorisé à travers une gestion active des convertisseurs électroniques statiques en charge de l'injection du courant généré par la production décentralisée. Certains modes de gestion active requièrent une liaison de données permanente entre des convertisseurs et un contrôleur en charge de la supervision du niveau de tension.

Automation répartie basée IEC 61850

Avec la spécification IEC 61850, l'IEC a promulgué des standards pour l'automation répartie qui sont spécifiques pour les réseaux électriques. Aujourd'hui, les solutions IEC 61850 sont largement utilisées dans les postes de transformation et la spécification est en train d'être étendue pour traiter l'automation des centrales de production et des réseaux de distribution. La vision est de disposer d'une architecture homogène basée IEC 61850 pour l'intégration (au niveau informatique et télécommunications) de tous les éléments automatisés, pour la production, le transport ou la distribution d'énergie électrique dans ce qui est appelé parfois un « web de l'énergie ».

IEC 61850 définit notamment une nomenclature appelée modèle de données pour chaque catégorie d'appareils électriques. Cette nomenclature partagée est un élément central pour l'interopérabilité des équipements.

Dans le projet *DG2 Automation*, une passerelle générique permettant de rendre compatible n'importe quel équipement électrique intelligent (convertisseur électronique de puissance notamment) avec la norme IEC 61850 a été développée. La passerelle a été configurée pour un type de convertisseur du GridLab de la HES-SO Valais-Wallis.

Les convertisseurs, à travers leurs passerelles IEC 61850, ont été utilisés en laboratoire pour gérer la tension sur des départs basse tension avec une forte proportion de puissance injectée. Les tests réalisés ont montré qu'IEC 61850 – en particulier son modèle de données pour les convertisseurs de puissance – ont la capacité de servir de support pour l'automation des réseaux de distribution en général et pour la régulation de la tension en particulier.

Régulation de la tension dans le réseau de distribution

Aujourd'hui, la régulation de la tension sur le réseau se fait sur la haute et la moyenne tension. Le réseau de distribution est très peu actif. Il a été dimensionné pour fournir les consommateurs d'une zone avec de la marge et en anticipant les besoins futurs.

Effet sur la tension de l'injection de nouvelles énergies renouvelables

L'injection d'énergie sur le réseau de distribution a un effet sur la tension, qui doit rester dans une bande définie autour de sa valeur nominale.

La Figure 1 présente de manière simplifiée un exemple du problème du maintien de la tension dans le réseau électrique basse tension.

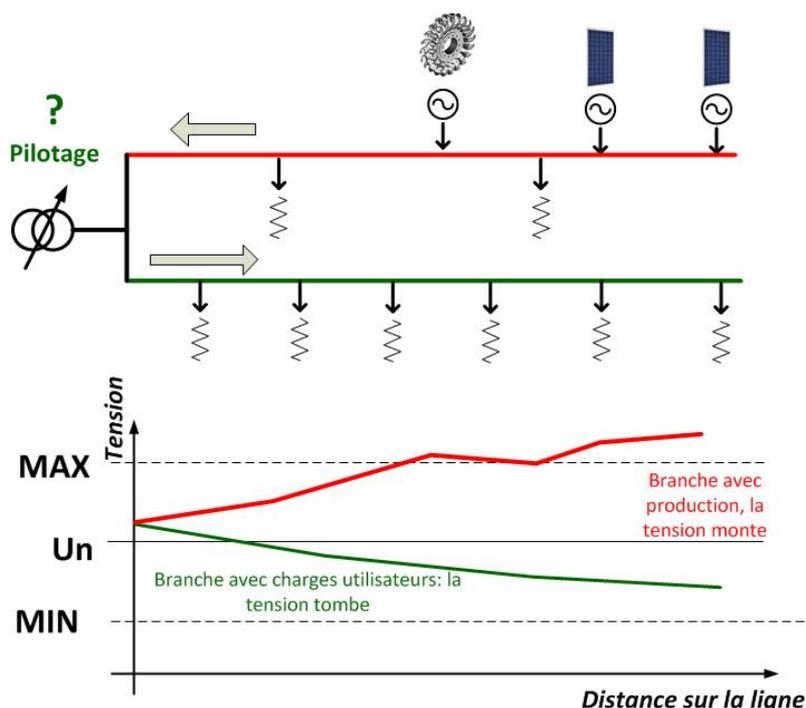


Figure 1 Réseau en étoile avec charges sur un départ et production sur un autre.

Tension dans le réseau de distribution : normes nationales et internationales

La norme EN50160¹ stipule que la fourniture d'électricité chez un client ne doit pas dévier de plus de +/-10 % de la tension nominale de 230 V. Une unité de production décentralisée ne doit pas modifier de plus de 3 % le niveau de tension à son point de connexion². Les règles sur les perturbations du réseau demandent que l'augmentation relative provoquée non seulement par une installation productrice, mais également par l'ensemble des producteurs d'une section de réseau donnée ne doit excéder en aucun point 3 % pour la basse tension et 2 % pour la moyenne tension. Avec ces deux règles, les variations provoquées aux moyenne et basse tensions ne dépassent pas les 10 % critiques). La règle des 3% est un vrai frein à la pénétration du renouvelable, car elle est souvent la première limite atteinte.

¹ Voltage Disturbances Standard EN 50160 Voltage Characteristics in Public Distribution Systems

² DACHCZ, Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseau

Sur un réseau moyenne tension, l'effet des producteurs distribués doit être de moins de 2%. Avec ces deux règles les variations provoquées aux moyenne et basse tensions ne dépassent pas les 10% critiques, même cumulées (3 % basse tension +2 % moyenne tension < 10 %), gardant ainsi une marge de sécurité opérationnelle pour les variations haute tension.

Moyens pour la régulation de la tension

Quatre pistes peuvent être explorées pour conserver le niveau de tension dans la bande permise :

1. Le contrôle de l'injection de puissance réactive, qui peut être réalisé soit par la mise en place d'équipements dédiés (par exemple bancs de condensateurs/inductances commutés), soit par le contrôle approprié d'équipements existants tels que des machines tournantes ou – dans le cas de la production décentralisée – des onduleurs d'injection. La variation de la tension dépend non seulement des puissances active et réactive injectées, mais aussi du rapport X/R (entre la composante inductive et celle résistive) de la ligne électrique, significatif pour les lignes aériennes de transport, mais limité pour les lignes de distribution, plus fréquemment enterrées.
2. L'ajout d'équipements pilotables qui modifient la tension, avec des mesures de tension à divers points du réseau aval :
 - transformateur à gradins motorisés OLTC (*On-Load Tap Changer*), ou
 - compensateur sériel ou régulateur de tension AVR (*Automatic Voltage Regulator*).
3. Le contrôle de la production, de la consommation et/ou du stockage, lesquels peuvent avoir un effet stabilisateur sur la tension.
4. Le renforcement du réseau.

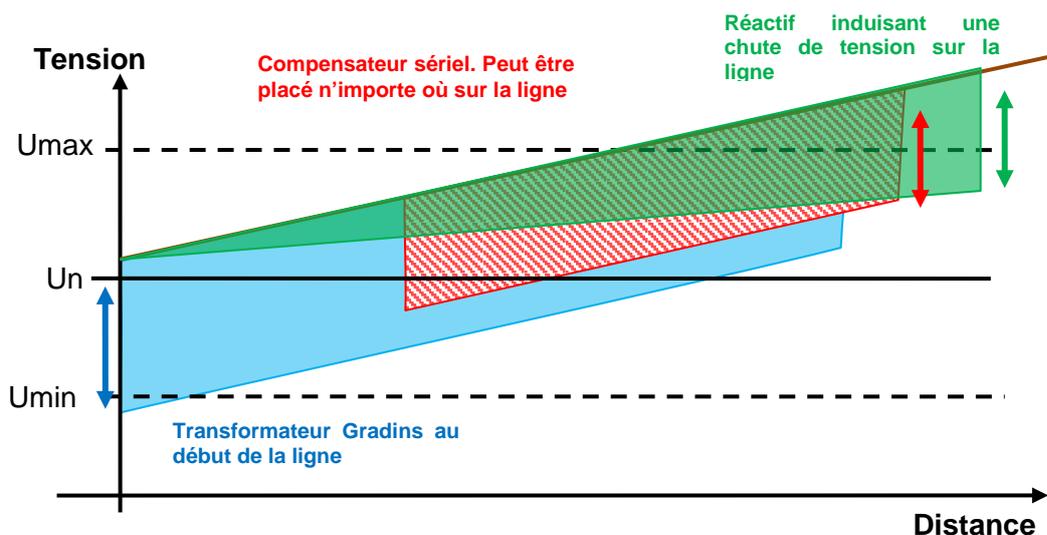


Figure 2 Action des trois moyens de gestion de la tension sur un départ avec production décentralisée excédentaire.

DG2 Automation traite essentiellement de la gestion de la tension par l'injection de puissance réactive effectuée par des onduleurs répartis dans un réseau de distribution.

Potentiel des onduleurs pour la gestion de la tension

Les onduleurs d'injection photovoltaïque d'aujourd'hui permettent déjà de produire du courant avec un facteur de puissance ($\cos(\varphi)$) non unitaire. Les normes allemandes³ l'exigent et donnent au Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) le droit de configurer le $\cos(\varphi)$ dans la plage permise. Les exigences sur les onduleurs dépendent de leur catégories de puissance (de manière générale un facteur de puissance de 0,9 est exigé et les produits disponibles sont capables de produire jusqu'à un

³ VDE AR N 4105

facteur de 0,8). Les onduleurs de grande puissance doivent être capables de recevoir une consigne de facteur de puissance par communication, typiquement une consigne venant du centre de conduite du GRD. Ces onduleurs d'injection sont donc des outils déjà disponibles pour influencer localement la tension.

La consigne de facteur de puissance peut être fixe ou dynamique. En appliquant une loi du type de celle présentée dans la Figure 3, un convertisseur réagit automatiquement à la tension locale de son point de connexion et est capable de l'influencer pour la réguler.

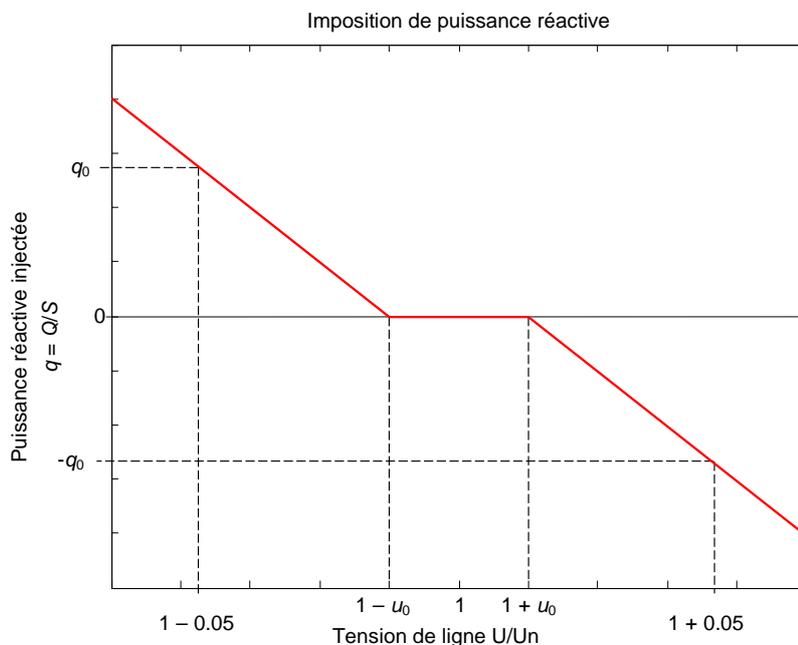


Figure 3 Loi de commande du régulateur de tension d'un onduleur d'injection (signe positif : puissance réactive injectée).

Cette loi de commande est en fait un réglage de la tension de type Proportionnel. Elle a comme avantage la simplicité de sa mise en œuvre, mais comme désavantage des pertes supplémentaires dues à la circulation de courant réactif.

Conflits d'intérêts et aspects réglementaires

Les unités de production décentralisée n'appartiennent généralement pas au GRD. Les utiliser pour le réglage du réseau exige évidemment un contexte réglementaire approprié (*distribution code, transmission code*) tel que celui en vigueur en Allemagne aujourd'hui.

Au-delà de l'aspect réglementaire, l'utilisation de la production décentralisée pour d'autres objectifs que l'injection de puissance réactive peut devenir la source de conflits d'intérêts entre les parties prenantes :

- Un propriétaire d'installation solaire veut injecter sa production au maximum ou auto-consommer le maximum.
- Un responsable de réseau de distribution veut garder la tension dans les normes qui lui sont imposées.
- Un responsable de réseau de transport s'inquiète des flux globaux d'énergie et des congestions au niveau haute tension.

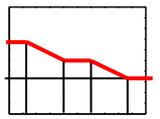
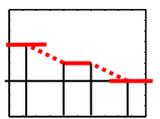
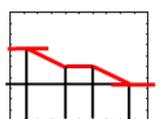
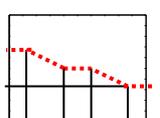
Le projet *DG2 Automation* fait l'hypothèse que le GRD a le droit de modifier les facteurs de puissance des onduleurs pour maintenir la tension.

Stratégies de gestion de la tension par des onduleurs d'injection

Une approche proportionnée

Gérer des onduleurs nécessite des coûts d'investissement (système de pilotage) et d'exploitation (pertes). Une stratégie évolutive, adaptée à une situation locale, a été définie en vue d'obtenir l'effet voulu sur la tension à un coût minimum. La stratégie à adopter dépend de la sévérité du problème de tension à régler, mais aussi de la puissance de l'onduleur (on appliquera une stratégie plus évoluée aux convertisseurs les plus puissants).

Les quatre niveaux de cette stratégie sont présentés ci-dessous, dans l'ordre croissant de complexité et de performance :

<p>Stratégie 1 : loi fixe non modifiable</p> <p>Cette stratégie consiste à programmer dans les onduleurs une loi du type de celle de la Figure 3.</p>	
<p>Stratégie 2 : loi fixe modifiable –sans communication</p> <p>Les paramètres de la loi fixe peuvent être modifiés par une intervention d'un opérateur sur site.</p>	
<p>Stratégie 3 : loi fixe modifiable – avec communication</p> <p>Les paramètres de la loi fixe peuvent être modifiés à distance par un opérateur.</p>	
<p>Stratégie 4 : réglage synchronisé</p> <p>Un contrôleur localisé par exemple dans le centre de conduite met à jour la consigne pour l'onduleur.</p>	

La stratégie 1 est indiquée pour les onduleurs photovoltaïques de faible puissance (< 5 kW) qui équipent typiquement les maisons individuelles.

Pour les onduleurs de puissance plus élevée, la stratégie 2 est préconisée. En choisissant convenablement les onduleurs, on peut passer au besoin de la stratégie 2 à la stratégie 3 en ajoutant un module de communication.

Contrairement aux trois autres, la stratégie 4 nécessite l'utilisation d'un contrôleur qui détermine les consignes optimales pour les onduleurs en fonction de l'état du réseau et de l'objectif de la fonction d'optimisation.

Impact d'une forte pénétration photovoltaïque dans un réseau urbain de basse tension à Meyrin, Genève

Objectif de l'étude de Meyrin

La production décentralisée est-elle susceptible d'induire des problèmes de niveau de tension sur les réseaux de distribution suisses ? Il n'est pas possible de répondre à cette question de manière exhaustive. Nous avons néanmoins voulu analyser la zone desservie par un poste de transformation moyenne tension – basse tension pour vérifier:

- si la tension restait dans le domaine autorisé au cas où on pousserait la production décentralisée (uniquement photovoltaïque dans notre cas) à son maximum, et

- (en cas de problèmes de tension) si la gestion des onduleurs d'injection serait capable de ramener la tension dans les limites autorisées.

En collaboration avec les Services Industriels de Genève (SIG), la zone desservie par le poste de transformation moyenne tension – basse tension de Grand-Puits (zone mixte résidentielle et industrielle située dans la commune de Meyrin, canton de Genève) a été choisie pour cette analyse (voir Figure 4).

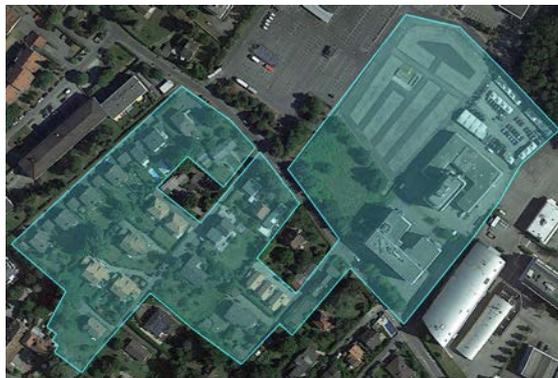


Figure 4 Zone mixte résidentielle / industrielle desservie par le poste de transformation de Grand-Puits.

Méthode

Pour estimer l'apparition éventuelle de problèmes de tension et la contribution des onduleurs d'injection à la solution de ces problèmes, la méthode suivante a été appliquée :

1. Le profil de la production photovoltaïque sur chaque départ a été estimé à partir du rayonnement solaire présent à Meyrin et de la surface des toits et parcs de stationnement disponibles dans le quartier.
2. Le profil de la consommation industrielle et résidentielle sur chaque départ a été estimé sur la base de mesures fournies par les SIG.
3. Les situations critiques pour la tension ont été identifiées par simulation de situations avec une production photovoltaïque maximale et une consommation minimale d'été.
4. Les scénarios de simulation sans et avec régulation des onduleurs d'injection sont comparés.

Profils de production et de consommation dans la zone Grand-Puits

La Figure 5 présente la méthode utilisée pour élaborer le profil de consommation minimale. Ce profil est ensuite réparti sur chacun des six départs.

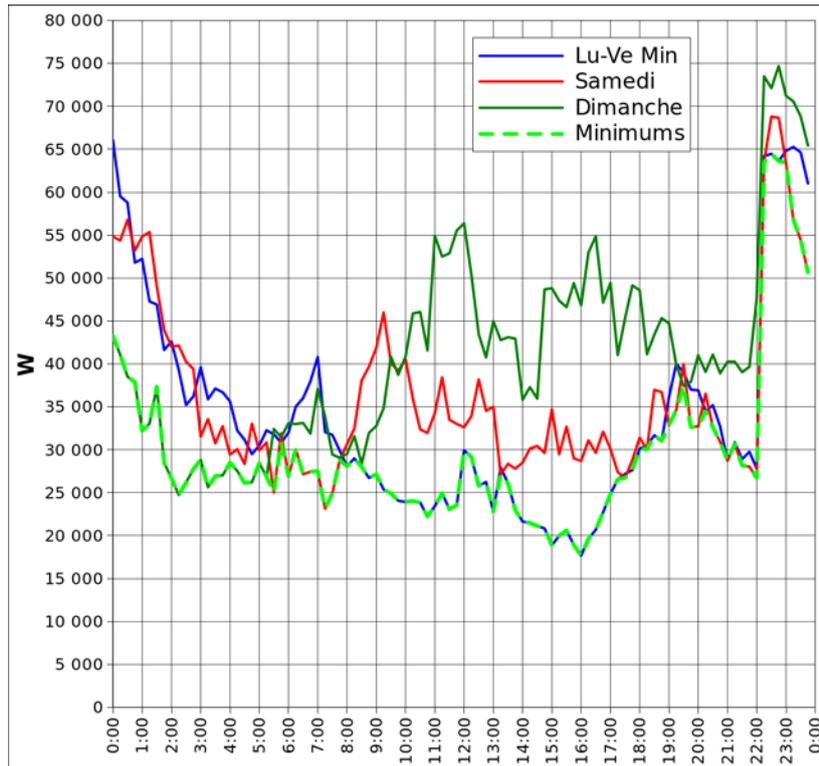


Figure 5 Elaboration du profil de consommation minimal.

La production photovoltaïque de crête se monte à 355 kW. Elle est notablement plus élevée que la puissance de crête consommée. Près de la moitié de cette puissance (150 kW) est fournie par une seule installation située sur le toit d'un parking, alors que 28 autres installations génèrent ensemble les 205 kW restants.

Injection de puissance réactive par les onduleurs

Chaque onduleur régule la puissance réactive injectée selon la caractéristique générale définie par la Figure 6 (stratégies 2 / 3) :

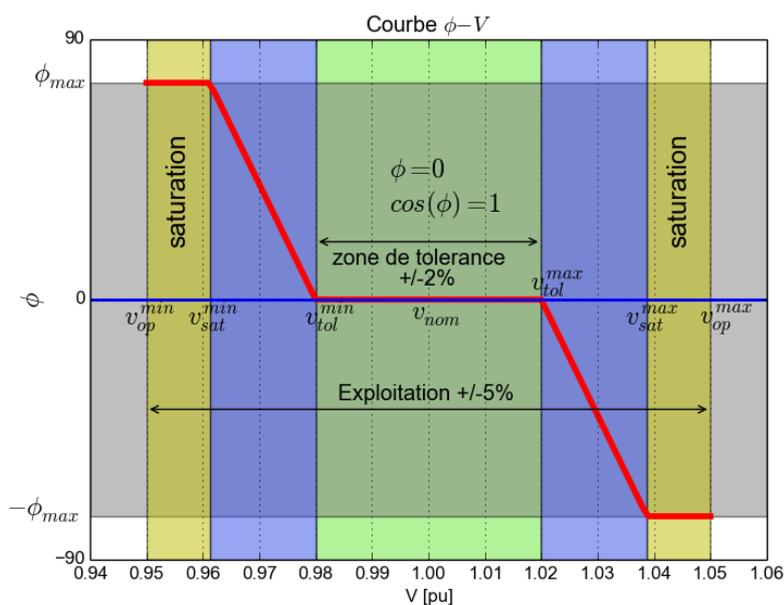


Figure 6 Caractéristique générale pour l'injection de puissance réactive.

Différents scénarios de simulation, chacun caractérisé par un jeu de valeurs pour les paramètres φ_{max} , v_{tol} et v_{op} , ont été réalisés.

Résultats de simulation

Un résultat de simulation est présenté à titre d'exemple dans la Figure 7 pour le jeu de paramètres suivant :

$\Phi_{max} = 45^0$	$v_{tol} = 1,5 \%$	$v_{op} = 5 \%$	$\lambda = -1500^0/p.u.$ $-4500^0/p.u.$
Point de mesure	Point d'injection 150 kW (« GP-dep-2-fin-13-BIG ») Terminaison du départ 2 (« GP-dep-2-fin »)		

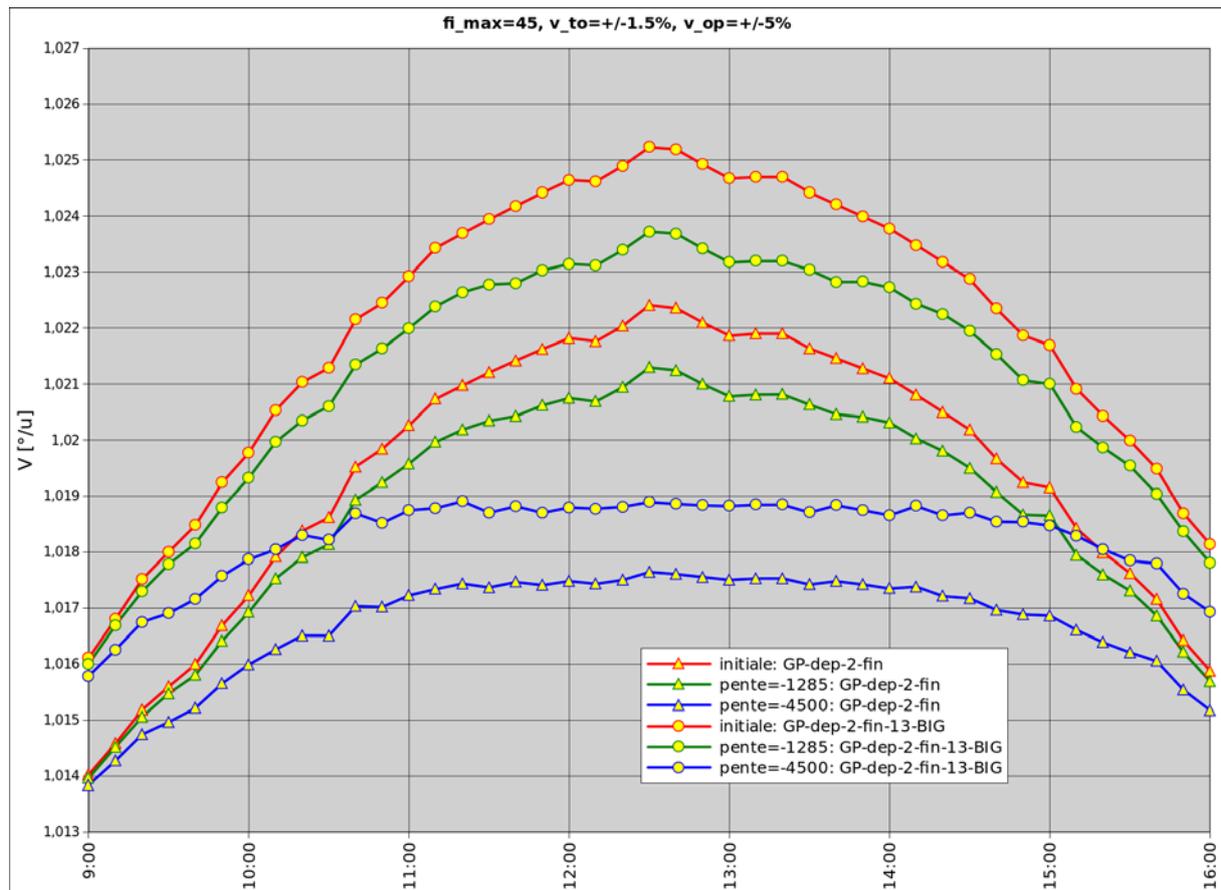


Figure 7 Profil de tension dans le cas de production maximale et production minimale, avec et sans contrôle de la tension.

Dans les conditions choisies, la tension augmente de 2,5 % au point le plus critique (point d'injection 150 kW) sans régulation de la puissance réactive. La tension restant dans la bande permise, aucune régulation de tension ne serait nécessaire, ce qui est un résultat attendu au vu du caractère urbain du quartier (consommation élevée par rapport à la production locale, lignes essentiellement souterraines et courtes).

La régulation de tension agit et limite l'augmentation de tension à moins de 2 % au point d'injection 150 kW et au bout du départ 2 (pente -4500⁰/p.u.).

Réglage synchronisé

Objectifs

Le *smart grid* est une vision encore futuriste où tous les éléments sont communicants et pilotables. Pour se placer dans cette perspective, un réglage d'onduleurs répartis sur un réseau de distribution a été investigué (stratégie 4). L'organe de pilotage est centralisé et possède la vue d'ensemble sur la partie de réseau de distribution considéré. Il peut donc piloter les onduleurs de manière synchronisée pour optimiser le fonctionnement de l'ensemble (Figure 8).

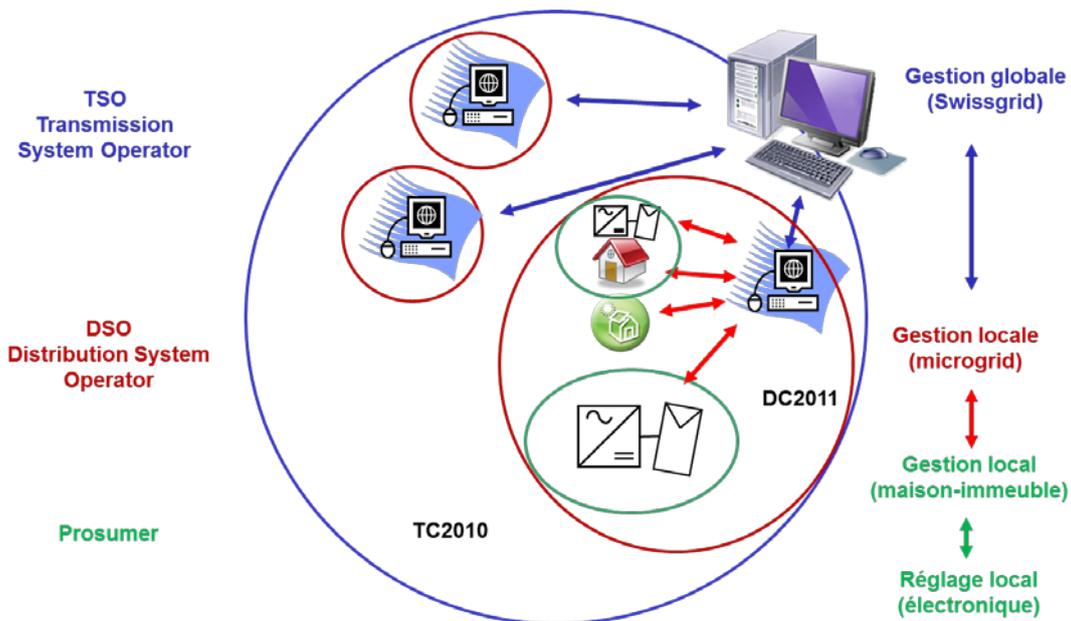


Figure 8 Hiérarchie de réglage.

La production de réactif par des onduleurs situés sur un même départ peut être synchronisée pour obtenir un comportement global optimal selon différents critères. Dans ce contexte de réglage synchronisé, un « cerveau » collecte périodiquement des mesures sur un départ et calcule des valeurs de consigne optimales pour les onduleurs. Un premier cas simple a été considéré (voir Figure 9).

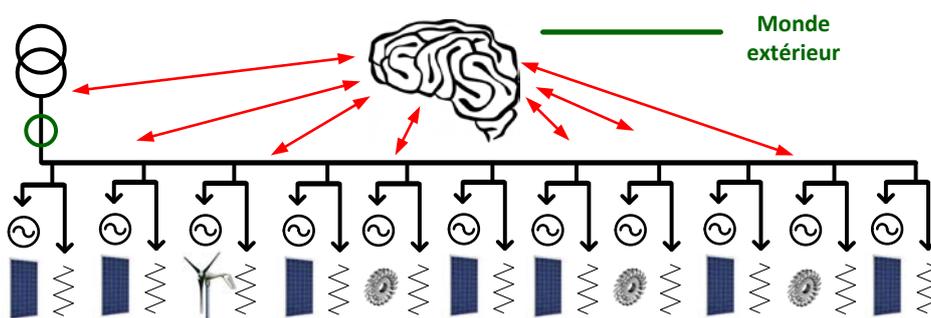


Figure 9 Réglage synchronisé.

Les objectifs assignés au réglage synchronisé sont :

- maintenir la tension dans la bande autorisée,
- minimiser les pertes dues à la circulation du réactif,
- minimiser l'énergie réactive renvoyée vers le reste du réseau (compensation des charges réactives des consommateurs de ce départ).

Méthodes d'optimisation

Deux méthodes d'optimisation ont été conçues et simulées. La première (régulation optimale) est plus élégante, mais plus difficile à mettre en œuvre, car le régulateur doit disposer d'un modèle du réseau. La seconde méthode (régulation simplifiée) est plus proche d'un réglage traditionnel et est plus pragmatique, car elle ne nécessite pas de connaissance détaillée du départ.

A côté de la gestion du niveau de tension, le contrôle de la puissance réactive des onduleurs peut aussi servir à compenser la puissance réactive injectée par d'autres consommateurs, de manière à obtenir un bilan de puissance réactive neutre pour un réseau de distribution par exemple.

Régulation optimale

La première méthode est basée sur un contrôle prédictif basé sur le modèle MPC (*Model Predictive Control*). Un coût est assigné aux pertes sur la ligne et à l'énergie réactive renvoyée dans le réseau. Le régulateur MPC doit minimiser cette fonction coût avec la contrainte de maintenir la tension dans le domaine autorisé (un coût est aussi assigné aux écarts de tension).

Le principe de fonctionnement du régulateur MPC est illustré par la Figure 10 :

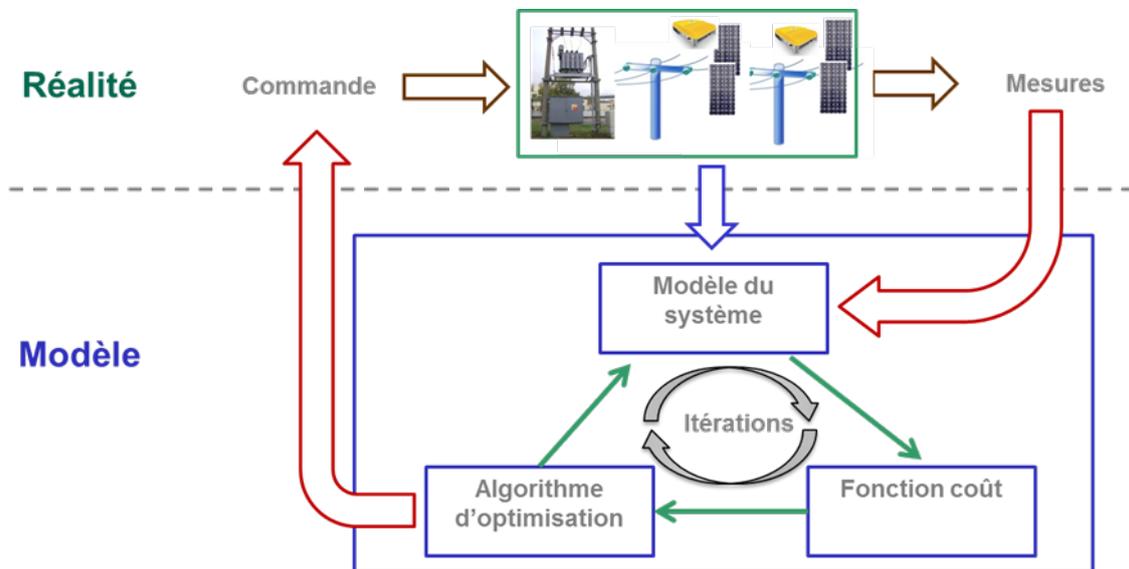


Figure 10 Principe de fonctionnement du régulateur MPC.

Le régulateur MPC converge itérativement vers le jeu de consignes de production de réactif optimal (voir Figure 11).

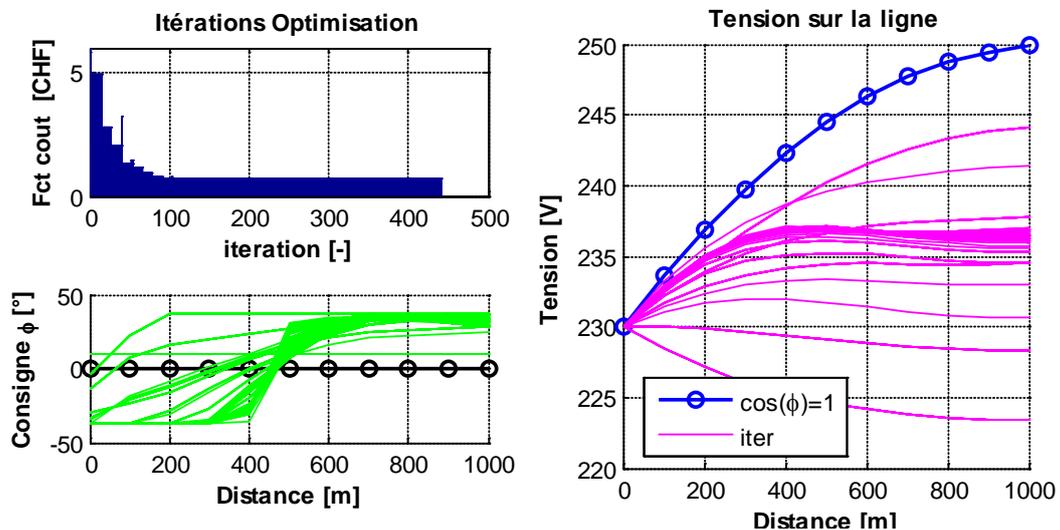


Figure 11 Itérations dans le réglage MPC.

Régulation simplifiée

Une régulation nécessitant une connaissance minimale de la topologie du départ a été élaborée pour calculer les consignes d'injection de réactif des onduleurs à partir des mesures du réseau. Cette deuxième méthode a été étudiée par souci de proposer un contrôle qui soit plus facilement réalisable dans la pratique. Il s'agit d'une variante de contrôle classique de type Proportionnel-Intégral (PI), mais avec comme originalité que chacun des régulateurs PI donnant une consigne de $\cos(\varphi)$ à un onduleur est influencé par l'ensemble des mesures de tension de la branche de réseau et par le réactif mesuré au transformateur. La position de chaque onduleur entre aussi en jeu.

La Figure 12 présente la tension sur un départ de 1000 m pendant une journée, avec et sans régulation adaptative.

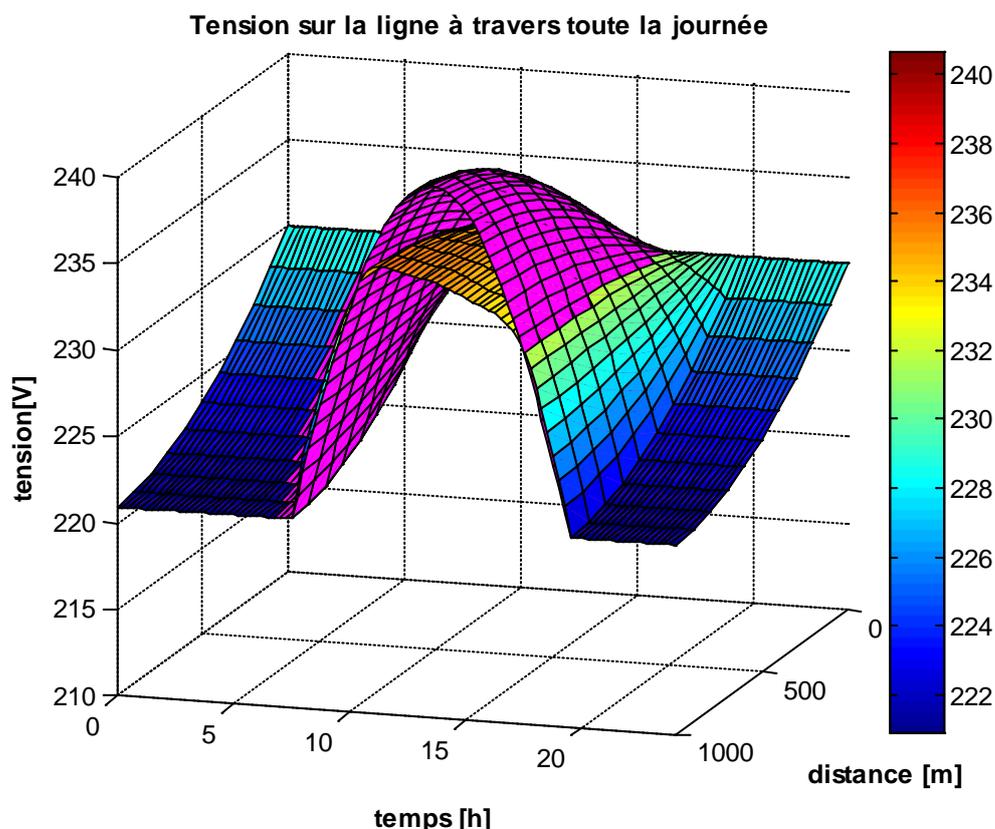


Figure 12 Modification de la tension par la régulation adaptative.

IEC 61850 et automation des réseaux de distribution

Rôle de la normalisation

Une connexion de données pour un onduleur d'injection est utile pour la gestion de la tension, mais aussi pour d'autres fonctions telles que le paramétrage à distance ou la supervision du fonctionnement. On envisage dans cette section le déploiement de solutions d'automation répartie pour réseau de distribution, dans laquelle un contrôleur local ou central communique avec des éléments répartis tels que des onduleurs d'injection, des postes de transformation moyenne tension/basse tension ou des éléments de stockage répartis.

Une condition nécessaire pour un déploiement à large échelle est de disposer d'éléments (onduleurs, réseau de données, système de supervision et de conduite etc.) compatibles avec un standard TIC

(Technologies de l'Information et de la Communication) et par conséquent intégrables avec un effort limité. Cette condition est loin d'être réalisée aujourd'hui. Toutefois, le projet de norme IEC 61850 7-420 Ed. 2 « *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation for Distributed Energy Resources (DER)* » est un premier pas dans ce sens.

Actuellement, les GRD n'ont pas de vision en temps réel du réseau basse tension. L'emploi d'onduleurs d'injection avec une liaison IEC 61850 permet en sus de collecter des mesures en temps réel et évite ainsi l'installation de systèmes de mesure dédié.

Architecture pour l'automation répartie d'un réseau de distribution

Des équipements électriques sont reliés par une connexion de données à un contrôleur. Le lien de données n'est pas nécessaire pour garantir l'exploitation (fonctionnement autonome sous-optimal possible) et sert essentiellement à optimiser le fonctionnement global. La topologie et le rôle du contrôleur sont illustrés par la Figure 13.

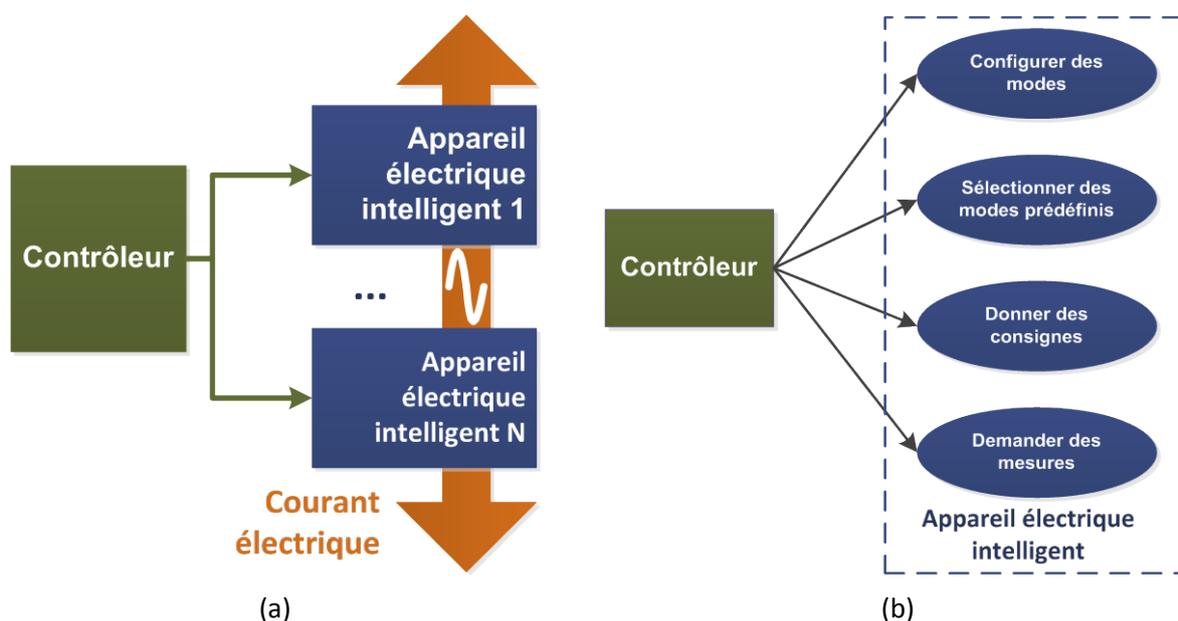


Figure 13 Topologie pour l'automation répartie des réseaux de distribution et rôle du contrôleur (b).

Les conséquences pour le réseau de communication sont les suivantes :

- Des volumes de données faibles (typiquement quelques kB) sont échangées de manière relativement peu fréquente (intervalle de temps : plus de 1 s).
- Aucune contrainte de temps réel strict n'est définie.
- La fiabilité du réseau de communication n'est pas critique pour la sécurité du réseau électrique.

A propos d'IEC 61850

IEC 61850 est une famille de standard TIC définis à l'origine pour l'automatisation des postes de transformation et de couplage. Aujourd'hui, IEC 61850 est utilisé à large échelle dans ce contexte, partout dans le monde. Depuis quelques années, IEC étend le domaine d'application de cette norme au domaine de la production (centrale hydroélectrique, parc éolien) et au domaine de l'automatisation du réseau de distribution.

IEC 61850 comprend trois parties :

- Des nomenclatures appelées « modèles de données » (*data models*). Il s'agit d'un vocabulaire capable d'exprimer des notions spécifiques à un domaine d'application.

- Des protocoles de communication permettant d'accéder en lecture ou en écriture au modèle de données d'un appareil IEC 61850 (IED : *Intelligent Electronic Device*).
- Un langage de configuration pour les appareils IEC 61850.

Certaines options technologiques d'IEC 61850 en limitent la performance (protocoles de communication en partie obsolètes, processus d'ingénierie pas assez intégré, mais IEC 61850 a pour avantage de répondre aux besoins et d'être déjà présent. En conclusion, si l'automatisation des réseaux de distribution est un jour déployée, elle le sera très probablement sur la base d'IEC 61850.

IEC 61850 pour onduleurs d'injection

Le document IEC 61850 90-7 complète le modèle de données avec les éléments de vocabulaire spécifiques au monde des onduleurs d'injection et de stockage. Par exemple, le modèle de données permet d'exprimer la caractéristique de la Figure 6 et de configurer l'onduleur pour l'utilisation de celle-ci.

Le modèle de données proposée par IEC 61850 90-7⁴ est suffisant pour les différentes stratégies de gestion de la tension envisagées. L'objectif d'IEC n'est pas que tous les onduleurs implémentent l'ensemble du modèle de données, mais que, si une fonction est implémentée, elle le soit de manière conforme au modèle de données standardisé.

IED IEC 6150 générique

Démarche

Aujourd'hui, on dispose d'appareils intelligents (onduleurs ou autres) avec une interface de données propriétaire. Dans cette partie du projet, nous avons développé un prototype de passerelle basé sur une carte à microprocesseur du commerce, qui permet de transformer un appareil électrique intelligent en un IED (voir Figure 14 (a)).

La carte à microprocesseur choisie (voir Figure 14 (b)) est un module TQma28 fabriqué par l'entreprise TQ sur la base d'un microcontrôleur de type ARM 9 cadencé à 450 MHz. Ce module est à compléter par une carte électronique de base et un boîtier spécifique au type d'appareil électrique raccordé.

⁴ IEC 61850 90-7 est un rapport technique (*technical report*) dont le contenu devrait être intégré à une nouvelle édition de la norme IEC 61850-7-420 (*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation for Distributed Energy Resources (DER)*)

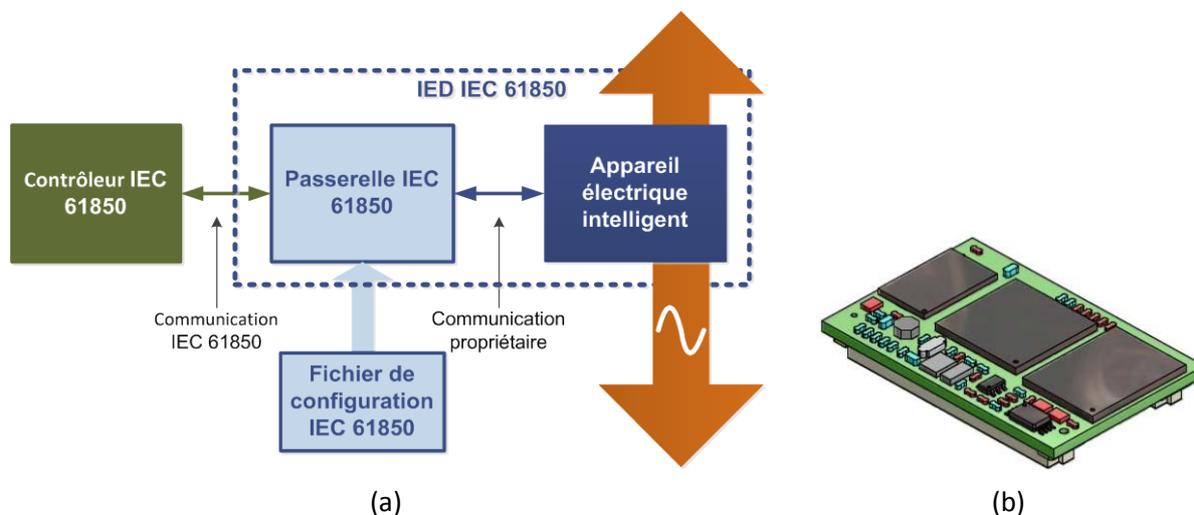


Figure 14 (a) Schéma-bloc de l'IED IEC 61850 générique ; (b) carte à microprocesseur utilisée pour la passerelle.

Le module fonctionne sous le système d'exploitation Linux. Deux bibliothèques IEC 61850 ont été utilisées : la bibliothèque PIS 10 de la société SystemCorp⁵, puis, dès sa publication, la bibliothèque *open source* libIEC61850⁶.

Quelle que soit la bibliothèque utilisée, un fichier de configuration compatible IEC 61850 définit le modèle de données IEC 61850 et sa correspondance avec le modèle de données interne de l'appareil électrique. La Figure 15 présente un exemple de correspondance entre le modèle de données d'un compensateur de tension sériel prototype développé par la HES-SO et son modèle de données selon la nomenclature IEC 61850.

⁵ <http://www.systemcorp.com.au/products/softwarelibraries/iec61850/>

⁶ <http://libiec61850.com>

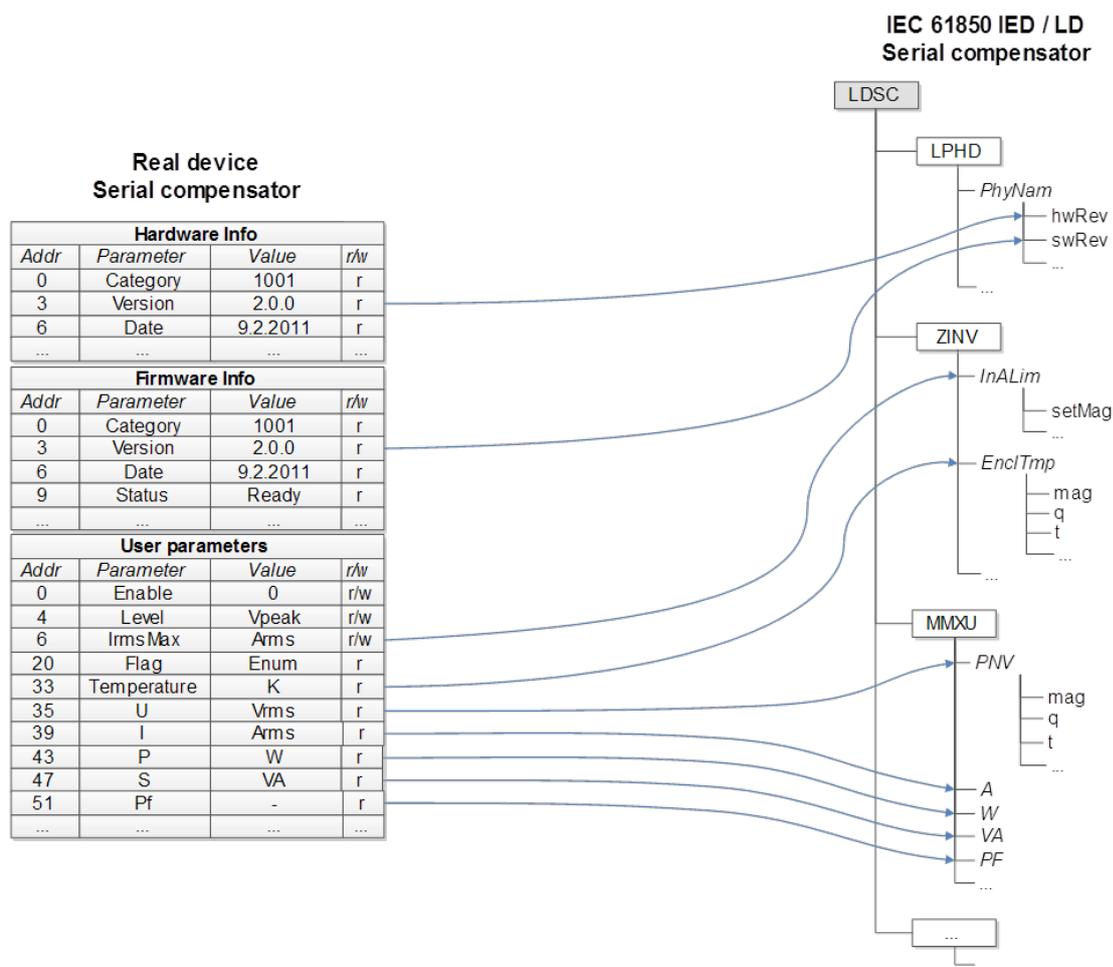


Figure 15 Correspondance entre le modèle de données interne d'un compensateur de tension sériel (à gauche) et son modèle de données IEC 61850 (à droite).

A titre d'exemples, la passerelle a été ajoutée à trois appareils électriques intelligents, les transformant ainsi en IED IEC 61850 : un variateur de fréquence ABB ACS 800 utilisé dans le GridLab de la HES-SO Valais-Wallis pour la partie démonstration, un prototype de convertisseur sériel développé par la HES-SO Valais-Wallis et un prototype d'onduleur d'injection développé par la HEIG-VD (PenelerOnd).

Cyber-sécurité

Les réseaux électriques connaissent une profonde mutation en raison de la transition vers ce que l'on dénomme communément le *smart grid*. Cette évolution se traduit notamment par l'adoption à large échelle des technologies de l'internet telles que IP et Ethernet. L'introduction de ces technologies dans le cœur du réseau électrique représente un certain risque de sécurité informatique et par là aussi un risque pour la sécurité du réseau électrique. Pour se protéger, les exploitants de réseaux électriques ont mis en place des réseaux de données sécurisés (*firewall*, redondances, ...), des procédures organisationnelles et des audits de sécurité.

Les éléments intelligents du réseau électriques - les IED (*Intelligent Electronic Devices*) sont des systèmes informatiques embarqués qui peuvent potentiellement être affectés par des failles telles que des erreurs de programmation ou des vérifications de données incomplètes.

L'implémentation logicielle d'un IED du marché a été testée selon la technique du « *fuzzing* » (Figure 16). Cette technique consiste à envoyer à l'IED, via son interface Ethernet /IP, des données invalides, inattendues ou aléatoires et de vérifier si le fonctionnement de l'IED est affecté par ces données.

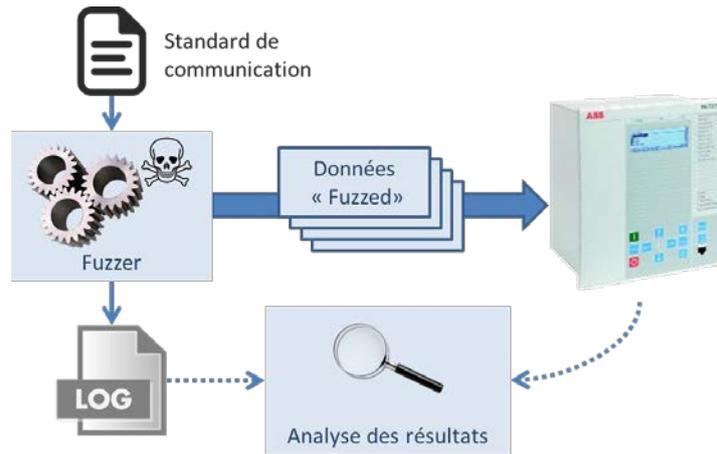


Figure 16 Principe du « fuzzing ».

Durant les tests réalisés en laboratoire, l’IED a résisté aux différentes attaques, sauf lorsque le nombre de connections TCP simultanées était trop grand (> 40). Dans ce cas, l’IED ne répondait plus, ce qui peut avoir des conséquences graves dans un réseau opérationnel.

Ceci constitue les premiers résultats pour le test du logiciel des IED. D’autres projets de recherche sont en cours pour améliorer la sécurité informatique dans le domaine des *smart grids*.

Démonstrateur

GridLab Low Voltage

GridLab Low Voltage est une infrastructure d’enseignement et de recherche située dans les locaux de la HES-SO Valais-Wallis à Sion.

Un départ basse tension à l’échelle 1:1 est construit en laboratoire. Les lignes sont remplacées par des éléments discrets au comportement équivalent. Afin de disposer de la souplesse nécessaire pour tester des scénarios variés avec un minimum d’équipements, des variateurs de fréquence transfèrent l’énergie électrique entre le réseau de test et un réseau « force » (voir Figure 17).

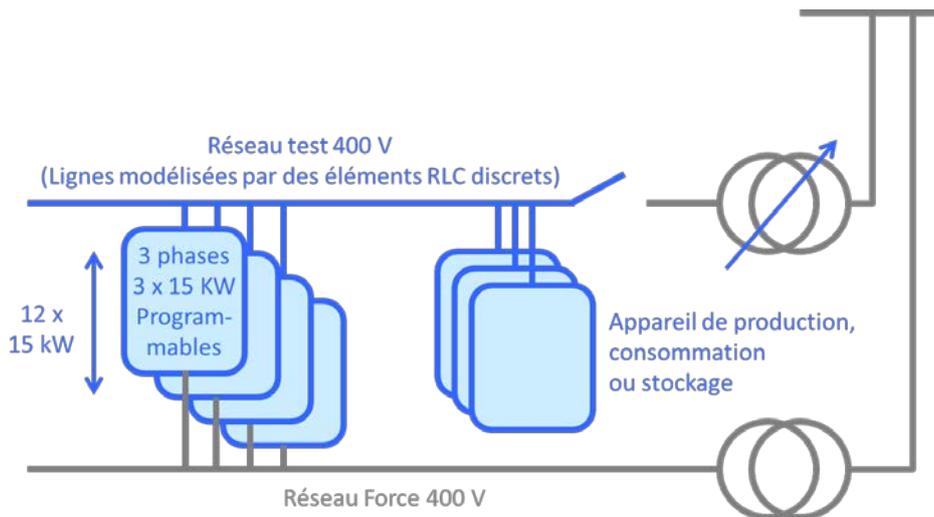


Figure 17 Schéma de principe du GridLab Low Voltage.

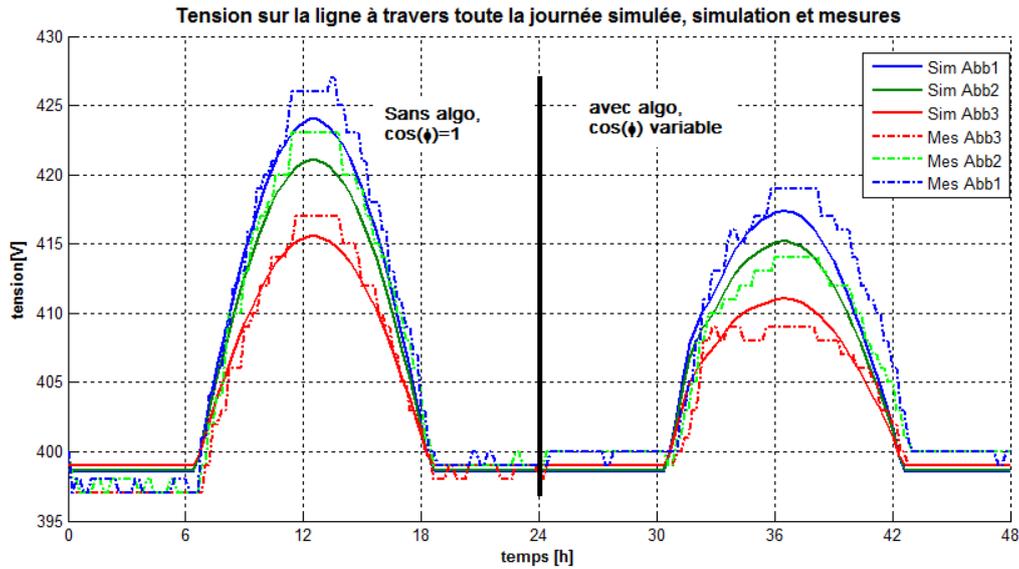


Figure 20 Expérience de correction de tension avec l’algorithme proposé, résultat simulé (« Sim ») et mesuré (« Mes ») sur l’installation (« Abb1 », « Abb2 », « Abb3 » : voir Figure 18).

Lorsqu’il n’y a pas de problèmes de tension, le réactif mesuré au début de la ligne est compensé. C’est le cas le matin et le soir lorsque l’injection, faible, ne cause pas de problèmes de tension comme illustré dans la Figure 21.

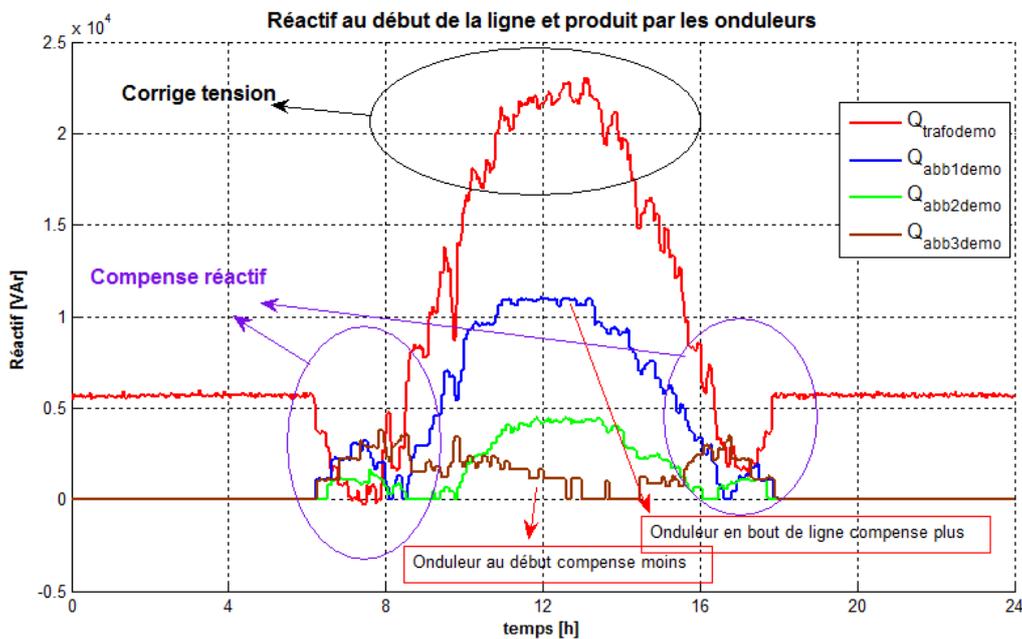


Figure 21 Mix des deux compensations : tension et réactif, avec priorité à la compensation de la tension

Cette compensation du réactif est une plus-value de l’algorithme proposé.

Conclusion et perspectives

Le déploiement de la production décentralisée engendre des défis pour les exploitants de réseau mais leur donne en même temps de nouvelles opportunités pour aborder ces défis.

Maintenir la tension dans la bande autorisée est l'un de ces défis. Parmi le bouquet de solutions possibles pour la gestion de la tension, le pilotage d'onduleurs est une solution *smart*, dans le sens où elle tire le meilleur parti des équipements primaires existants (les onduleurs) par une régulation appropriée.

Le prix (investissement et exploitation) va finalement décider des solutions déployées. Du point de vue de ce critère, les solutions *smart* en général – et celles présentées ici pour la gestion de la tension en particulier – ont à la fois un grand potentiel et un grand défi : grand potentiel car les progrès des technologies de l'information et de la communication permettent de déployer des systèmes de régulation répartis à des coûts faibles ; grand défi pour disposer dans les faits d'équipements bon marché et pouvant être intégrés avec un engineering limité. Disposer d'un ensemble de normes informatiques cohérent est une condition nécessaire pour relever ce défi. De ce point de vue, IEC 61850 est un outil performant quoiqu'imparfait pour supporter de tels systèmes d'automation répartis.

Le démonstrateur réalisé pour le projet DG2 Automation avec les expériences de gestion de tension par des onduleurs est un premier pas vers une implémentation réelle de gestion de tension sur la basse tension. Les deux aspects de correction de tension et de compensation in situ du réactif lorsqu'il n'y a pas de problèmes de tension ont été reproduits sur les installations du GridLab.

Personnes de contact

Réseaux électriques de distribution	Jean-Marc Allenbach (jean-marc.allenbach@hesge.ch) Pierre-Olivier Moix (polivier.moix@hevs.ch) Dr Davide Pavanello (davide.pavanello@hevs.ch)
Technologies de l'information et de la communication pour smart grids	Dominique Gabioud (dominique.gabioud@hevs.ch)
Cyber-sécurité pour smart grids	Jean-Roland Schuler (jean-roland.schuler@hefr.ch)

Partenaires

HES-SO Valais-Wallis, institut Systèmes industriels	Michael Clausen, Dominic Furrer, Dominique Gabioud, Pierre-Olivier Moix, Dr Davide Pavanello, Dominique Roggo
hepia, institut des Sciences et Technologies Industrielles	Juan Antezana, Jean-Marc Allenbach
EIA-FR, institut des systèmes intelligents et sécurisés	Fabien Hochstrasser, Jean-Roland Schuler

Livrables

No	Titre	Auteur(s)
D1.1	Gestion des réseaux de distribution avec production d'énergie répartie: état des lieux	Pierre-Olivier Moix, Davide Pavanello
D1.3	Gestion des réseaux de distribution avec production d'énergie répartie : cahier des charges pour l'automatisation	Jean-Marc Allenbach
D1.4	Étude de l'impact d'une forte pénétration photovoltaïque dans un réseau urbain de basse tension de Meyrin, Genève	Juan Antezana
D1.5	Réglage synchronisé d'onduleurs distribués dans un réseau de distribution	Pierre-Olivier Moix, Davide Pavanello, Gilbert Morand
D2.1b	Generic IED Design	Michael Clausen, Dominique Gabioud
D2.2b/ D2.3	IEC 61850 based automation for distribution grid	Dominic Furrer, Michael Clausen, Pierre-Olivier Moix, Dominique Gabioud
D2.4	Cyber sécurité pour CEI 61850 dans les réseaux de distribution	Jean-Roland Schuler, Fabien Hochstrasser
D2.2b/ D2.3	IEC 61850 based automation for distribution grid	Dominic Furrer, Michael Clausen, Pierre-Olivier Moix, Dominique Gabioud
D3.1/D 3.2	Gestion des réseaux de distribution avec production d'énergie répartie : prototype, tests, évaluations	Dominic Furrer, Dominique Roggo, Pierre-Olivier Moix