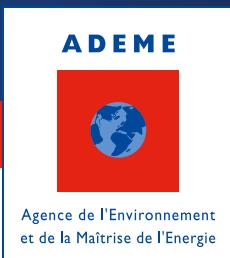


Systèmes Électriques Intelligents

Premiers résultats des démonstrateurs

Rapport



Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Auteurs : Marion BERTHOLON, Anne-Fleur KEROUEDAN,
Martin REGNER, *Service Réseaux et Energies Renouvelables*

Crédits photo : Jean-Luc FONTAINE

Création graphique : FOLLOWME

Impression : Imprimé en France - GUTENBERG

Brochure réf. 010039

ISBN : 979-10-297-0593-9 - Octobre 2016 - 100 exemplaires

Dépôt légal : ©ADEME Éditions

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayant cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Sommaire

CHAPITRE A - CONTEXTE ET GRANDS ENSEIGNEMENTS	4
A-I CONTEXTE ET RÔLE DE L'ADEME DANS LE DÉVELOPPEMENT DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS	4
A-II ACCOMPAGNER L'INNOVATION	8
A-III PREMIERS GRANDS ENSEIGNEMENTS ISSUS DES DÉMONSTRATEURS SOUTENUS DANS LE CADRE DU PIA OPÉRÉ PAR L'ADEME.....	10
CHAPITRE B - INTRODUCTION ET METHODOLOGIE	17
CHAPITRE C - OBJECTIFS INITIAUX DES PROJETS DE DEMONSTRATEURS CONSIDERÉS DANS CE RAPPORT	18
CHAPITRE D - LES GRANDES THÉMATIQUES	
D-I THEMATIQUE 1 : FAVORISER DES ACTIONS DE MAÎTRISE ET DE GESTION DE L'ÉNERGIE	
D-I.1. MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE	24
D-I.2. PILOTAGE DE LA DEMANDE.....	31
D-II THEMATIQUE 2 : FACILITER L'INSERTION DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE DECENTRALISÉE	
D-II.1 EVOLUTION DES OUTILS RESEAU ET ÉCHANGE D'INFORMATIONS SUR LA PRODUCTION DECENTRALISÉE.....	43
D-II.2 PILOTAGE, PRÉVISION ET STOCKAGE DES ENR.....	47
D-III THEMATIQUE 3 : ANTICIPER L'ÉVOLUTION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES EXISTANTS	
D-III.1 OBSERVABILITÉ	57
D-III.2 CONDUITE ET PLANIFICATION DES RÉSEAUX	60
D-III.3 ARCHITECTURE TELECOM ET CYBER-SÉCURITÉ	64
D-IV THEMATIQUE 4 : PRÉFIGURER LES MODÈLES D'AFFAIRES	
D-IV.1 ANALYSES COUTS-BÉNÉFICES ET REPARTITION DES BÉNÉFICES PAR ACTEUR	66
D-IV.2 VALORISATIONS ÉCONOMIQUES ET MÉCANISMES DE MARCHÉ	69
D-IV.3 MATURETÉ TECHNOLOGIQUE	76
D-IV.4 IMPACT ENVIRONNEMENTAL	81
CHAPITRE E ANNEXES	
E-I LISTE DES QUESTIONS	84
E-II ABREVIATIONS	85
E-III TRAVAUX CITÉS	86
E-IV TABLEAU RÉCAPITULANT LES RETOURS DES PROJETS CONCERNANT LES SOLUTIONS TÉLÉCOM RETENUES	87



A-I Contexte et rôle de l'ADEME dans le développement des systèmes électriques intelligents

La Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) fixe des objectifs ambitieux pour la France, en termes de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la consommation d'énergie. Cette dynamique préfigure l'évolution mondiale des systèmes énergétiques, qui vont, dans les prochaines années, voir augmenter massivement la part des énergies renouvelables, tout en devant également alimenter en énergie de nombreux pays en voie de développement. Pour les systèmes électriques, ces évolutions seront majeures, alliant décentralisation, nouveaux besoins de flexibilité, de prévision ou d'observabilité des réseaux, et implication de nouveaux acteurs, dont les consommateurs, dans la gestion du système électrique. L'ADEME voit dans les systèmes électriques intelligents **une opportunité environnementale, sociale, mais également industrielle** et soutient des expérimentations depuis 2009. Cette synthèse vise à dresser un premier bilan de ces expérimentations.

A-I-1 Les systèmes électriques intelligents sont au service de la transition énergétique et écologique

Au croisement des technologies des systèmes électriques, de l'information et de la communication, les réseaux électriques intelligents ou « smart grids », représentent une opportunité d'innovation pour :

- accompagner le développement des énergies renouvelables (EnR) ;
- proposer de nouveaux outils favorisant la **Maîtrise de la demande d'énergie** (MDE) et la **flexibilité** afin de limiter le recours à des moyens de production émetteurs de CO₂, de garantir l'équilibre offre/demande en cas d'indisponibilité des ressources variables, et de limiter la congestion et les investissements dans de nouvelles infrastructures de réseau.

L'émergence des bâtiments ou territoires à énergie positive, ainsi que des véhicules électriques, s'inscrit également clairement dans ces objectifs.

A-I-2 L'ADEME accompagne la structuration de la filière et l'émergence de nouvelles solutions

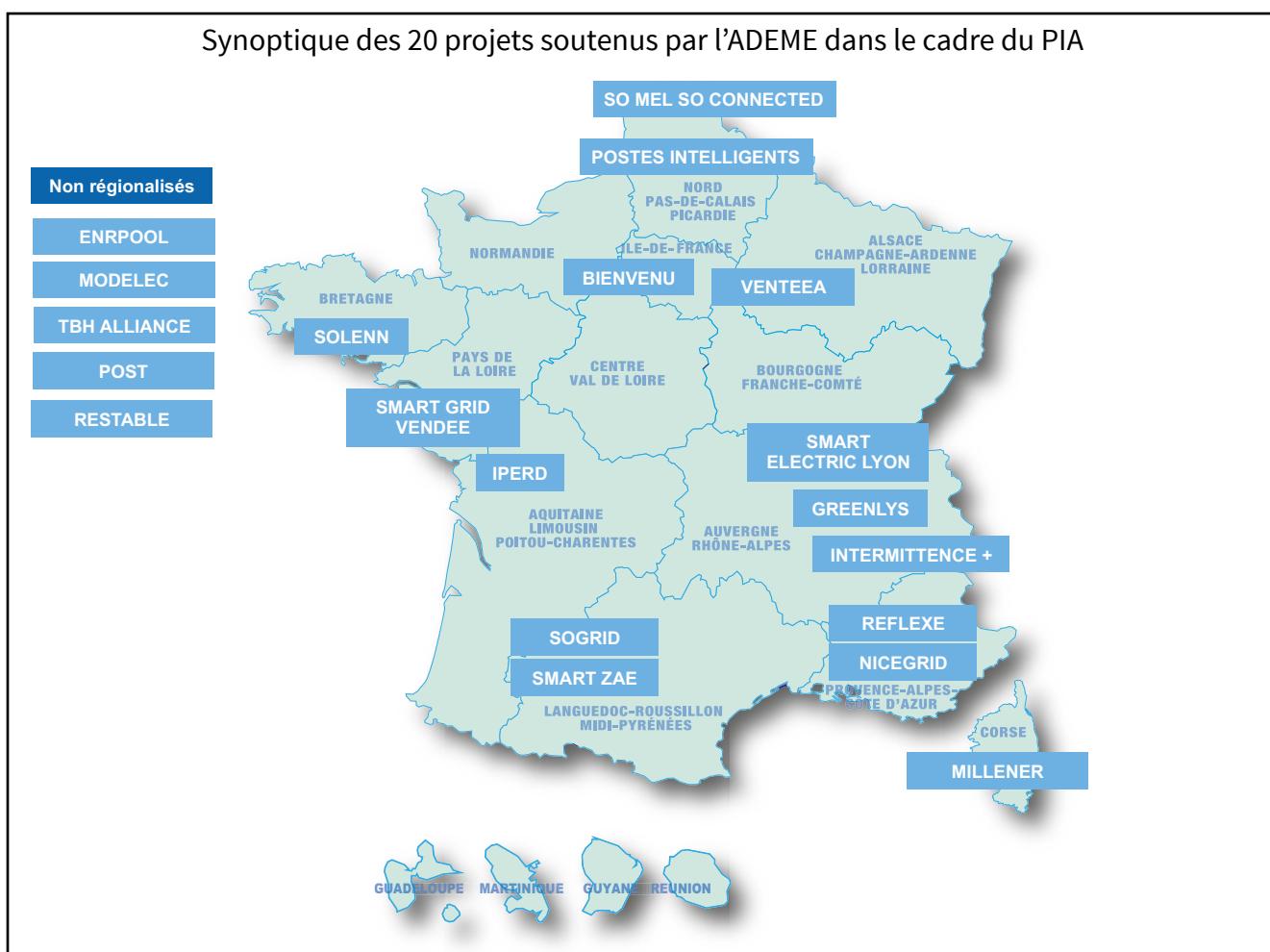
En publiant en 2009 une première feuille de route « Réseaux électriques intelligents »¹ suivie de l'ouverture des premiers Appels à manifestation d'intérêt (ex Fonds démonstrateur de recherche) sur cette thématique, l'ADEME a joué un rôle clé d'**accompagnement à la structuration de cette filière**. L'Agence a ainsi participé au financement des premiers projets d'envergure sur les systèmes électriques intelligents, à travers le Programme d'investissements d'avenir (PIA) piloté par le Commissariat général à l'investissement (CGI). Depuis 2009, 20 projets ont été ou sont toujours accompagnés dans ce cadre, et l'ADEME continue de soutenir de nouveaux projets notamment portés par des PME (14 projets supplémentaires début 2016).

¹ Feuille de route mise à jour en 2013 : Systèmes électriques intelligents, Feuille de route stratégique ; <http://www.ademe.fr/systemes-electriques-intelligents>

Au titre d'opérateur du Programme d'investissements d'avenir (PIA), l'Agence gère pour le compte de l'Etat 2,8 milliards d'euros destinés au financement de projets innovants pour la transition écologique et énergétique sur différentes thématiques. A ce jour, plus de 80 partenaires rassemblant PME, grands groupes et organismes de recherche sont impliqués dans les projets smart grids financés à hauteur de 100 M€ par le Programme.

La particularité de l'ADEME, en tant qu'opérateur du PIA, dans le champ de développement de l'innovation sur les smart grids a été de financer des projets de **démonstrateurs à échelle réelle**, incluant un déploiement des solutions sur le réseau et avec une taille significative. Ces projets visent à développer de nouvelles technologies et à les tester en condition d'usage réel, en se concentrant particulièrement sur leur valorisation économique et leur appropriation sociale.

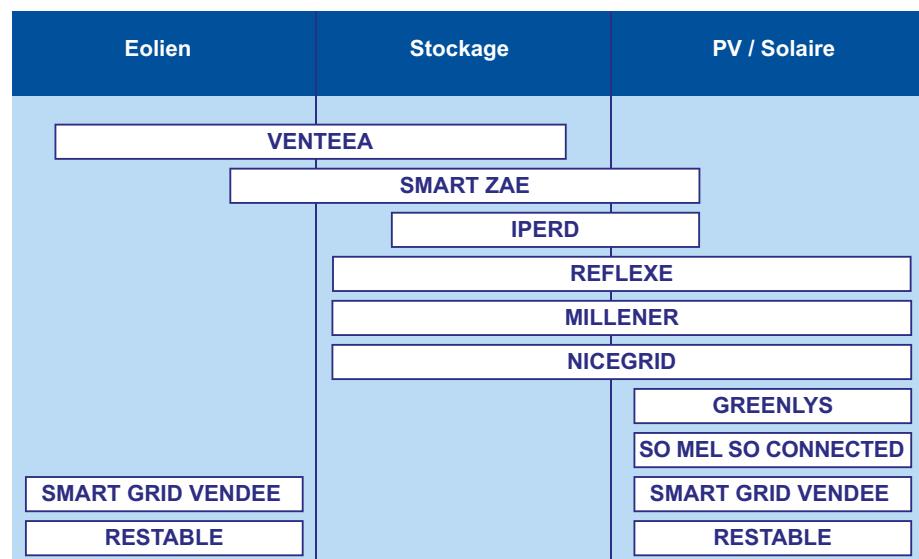
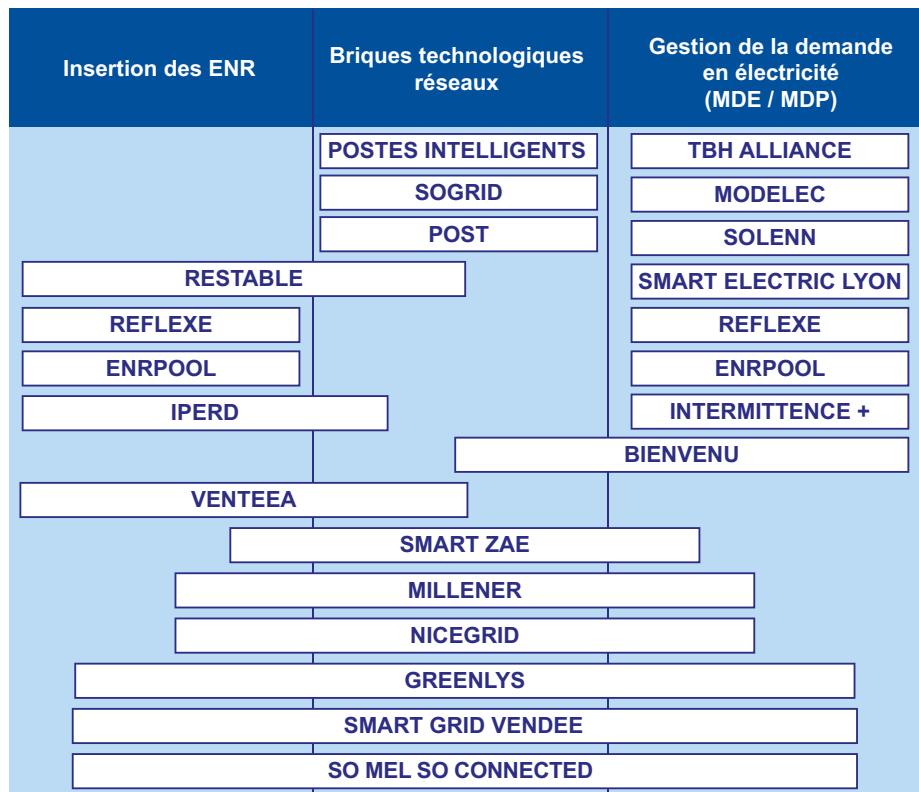
Cette impulsion permise par le financement de projets d'envergure fait de la France un des pays leader sur ce sujet à l'échelle européenne. D'après le *Joint research centre* (JRC)², la France est ainsi aujourd'hui le premier pays européen en termes de budget annuel alloué aux smart grids (500 M€ pour 2014).



Pour retrouver le descriptif de tous les projets lauréats soutenus par l'ADEME dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir : http://www.ademe.fr/projets_lauréats_IA

² Joint Research Centre : <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>





A-I-3 Le contexte est favorable au développement de la filière avec le déploiement en cours du comptage communicant depuis fin 2015

Le compteur communicant d'électricité³ « Linky » est en cours de déploiement sur l'ensemble du territoire métropolitain français. **Brique fondamentale des smart grids**, le comptage communicant va permettre une gestion plus précise des réseaux de distribution et apporter des informations agrégées anonymes à l'échelle des bâtiments ou des territoires pour un suivi précis des politiques énergétiques. C'est un outil qui permet également à chaque

³ Le déploiement à l'échelle nationale du compteur communicant gaz « Gazpar » devrait également prochainement être lancé.

consommateur d'appréhender précisément sa consommation d'électricité et qui offre donc des opportunités pour être accompagné de manière personnalisée pour la réduire et réaliser des économies. Le consommateur devient ainsi un utilisateur plus conscient et actif du système électrique.

A-I-4 Des déploiements territoriaux d'ores et déjà envisagés pour les solutions réseaux

Dans la dynamique des développements et résultats issus des premiers démonstrateurs, l'Action n° 6 du plan « Réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France Industrielle⁴ propose de **déployer un ensemble cohérent de solutions « smart grids » sur deux zones**, retenues début 2016⁵ : la Région PACA, et les Régions Bretagne - Pays de la Loire. Les solutions peuvent d'une part concerner les fonctions réseaux liées à l'insertion des EnR, l'amélioration de la qualité de fourniture et la gestion des flexibilités, et d'autre part porter sur l'aval compteur (information du consommateur, pilotage de la demande, conseil pour la maîtrise des consommations, rénovation des équipements, etc).

A-I-5 Des retours d'expérience indispensables pour faire évoluer le cadre régulatoire

Le développement des systèmes électriques intelligents participe à l'ouverture des systèmes électriques à la concurrence. Au-delà de la segmentation entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, ils posent la question du **développement de nouveaux métiers, acteurs de la flexibilité, agrégateurs, gestionnaires de stockage**, dont l'émergence dépend étroitement du cadre régulatoire en place. Les projets de démonstrateurs de « systèmes électriques intelligents » avaient donc cette ambition, en complément au développement des innovations techniques, de **tester des modèles d'affaires pour éclairer les pouvoirs publics sur les évolutions nécessaires** de ce cadre.

En complément du financement des démonstrateurs du PIA, l'**ADEME a également réalisé différents travaux précurseurs** visant à préparer cette transition aux horizons de courts termes, 2030 et 2050 :

- la réalisation de **travaux de prospective**, comme les Visions énergie 2030-2050⁶, ou des études plus techniques sur l'évaluation des besoins de stockage⁷ ou les évolutions aux limites d'un système électrique 100% renouvelable⁸ ;
- des études visant à mieux connaître l'**impact environnemental** de ces nouvelles solutions smart grids⁹ ;
- la participation, aux côtés de RTE et des gestionnaires de réseau de distribution, aux travaux visant à **analyser les coûts et bénéfices des diverses solutions**¹⁰ ;
- le financement de nombreux **travaux de recherche ou de thèses** sur le stockage, les énergies renouvelables ou les smart grids.

⁴ « Chantier Réseaux électriques intelligents | Feuille de route » : <https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/images/alaune/FDRoute.pdf>

⁵ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-laureats-de-l-appel-a-projets,43141.html>

⁶ <http://www.ademe.fr/recherche-innovation/construire-visions-prospectives/scenarios-2030-2050-vision-energetique-volontariste>

⁷ <http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-dennergies>

⁸ <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

⁹ <http://www.ademe.fr/evaluation-consommation-electrique-couche-tic-smart-grids>

¹⁰ http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf



II. Accompagner l'innovation

Le soutien de l'ADEME via le Programme d'investissements d'avenir à une vingtaine de démonstrateurs depuis 2009 a permis de nombreuses avancées présentées ci-après.

A-II-1 Mobiliser une filière, nouer des nouveaux partenariats

La filière smart grid est très large dans ses applications en proposant des solutions qui lient l'amont et l'aval compteur, et qui rapprochent la consommation de la production électrique. Elle concentre donc des **défis techniques et sociaux** en proposant une mutation du système électrique dans son ensemble : des **partenariats nouveaux et approfondis entre industriels et académiques** de nombreuses disciplines, encouragés par l'ADEME, ont permis de relever ces défis à différents niveaux au cours de ces projets.

Ces démonstrateurs ont également accompagné la structuration de la jeune filière des smart grids en France, avec notamment la naissance de l'**association Think Smartgrid** issue de la Nouvelle France industrielle.

A-II-2 Valider techniquement et tester en conditions réelles les solutions pour identifier les leviers d'un déploiement réussi

Les technologies sont expérimentées en conditions réelles et passent par différents filtres de validation qui permettent d'éprouver leur valeur :

- la **maturité** est le premier critère validant l'utilité technique de la solution dans l'optique de son prochain déploiement généralisé. Elle doit être la plus grande possible : le projet est censé démontrer la réussite du déploiement dans un contexte opérationnel ;
- le **modèle d'affaires** correspond au critère économique : lorsqu'il est validé, il assure la rentabilité de la solution sur les marchés et conforte les investissements qu'elle nécessite ;
- l'**acceptabilité** est un critère plus général qui intègre la compréhension et l'appétence des consommateurs, résidentiels ou tertiaires, pour une solution. Elle est primordiale pour la filière puisque toute une facette des smart grids vise à rendre le consommateur conscient de son impact sur le système électrique et acteur à part entière. Dans ce domaine technique complexe, permettre la compréhension n'est pas une chose évidente. La pédagogie et l'accompagnement sont ainsi primordiaux pour le déploiement de technologies smart grids.

En examinant ces critères, les projets donnent l'occasion aux solutions les plus matures et en adéquation avec le marché d'être testées et d'amorcer désormais un véritable déploiement. Pour les autres solutions moins matures, qui ne sont pas encore à ce stade prêtes pour un déploiement à grande échelle, elles pourront dans un premier temps être dédiées à des marchés spécifiques (exemple du stockage en Zones non-interconnectées - ZNI).

A-II-3 Alimenter la réflexion sur l'évolution du cadre réglementaire et régulatoire

Les expériences de terrains révèlent des difficultés sur la mise en œuvre et la valorisation des dispositifs testés. L'analyse de ces difficultés alimente les **réflexions sur l'évolution du cadre réglementaire et régulatoire**.

Les retours des projets permettent d'alimenter les réflexions de nombreux groupes de travail, qu'ils soient menés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le Réseau de transport d'électricité (RTE) ou dans le cadre de la Nouvelle France industrielle (NFI) par exemple.

La dynamique enclenchée et la mobilisation des acteurs de toute la filière des systèmes électriques intelligents, des collectivités aux industriels en passant par les gestionnaires de réseaux, permettent d'envisager de nouvelles avancées et un déploiement plus large: les évolutions et montées en compétence issues des premiers démonstrateurs sur l'ensemble des thématiques smart grids serviront de socle aux nouveaux projets. Ils permettront ainsi de valider de nouvelles solutions qui accompagneront le déploiement des technologies désormais amorcé.



A-III Premiers grands enseignements issus des démonstrateurs soutenus dans le cadre du PIA opéré par l'ADEME

Avertissement sur la sensibilité des données et la portée des résultats

Les projets financés ont mené des travaux très conséquents dans de multiples domaines de la thématique systèmes électriques intelligents, portés par des consortiums composés d'énergéticiens, gestionnaires de réseaux, PME, laboratoires, dont les objectifs peuvent être distincts. Dans une optique de mise sur le marché prochaine des solutions testées, ces objectifs sont à la fois techniques (sur de nombreux aspects de R&D) mais également liés aux modèles d'affaires. Des questions de confidentialité se posent ainsi bien souvent au sein même des consortiums, et a fortiori pour l'extérieur.

Pour réaliser ce document, l'ADEME a soumis un questionnaire demandant à chaque porteur de projets de bien vouloir mettre à disposition les résultats qu'il souhaitait rendre public sur chacune des grandes questions posées. Si ces projets ont quant à eux une influence considérable sur le développement de la connaissance sur les smart grids en France pour les acteurs de la filière, la partie sur laquelle les consortiums acceptent de rendre des résultats partagés et publics ne représente malheureusement que la partie émergée d'un iceberg tout à fait conséquent. L'ensemble des résultats précis reste couvert par des accords de confidentialité quelques années après la fin des projets.

D'autre part, les projets ont fait l'objet d'expérimentations dans des conditions spécifiques à chaque territoire, ce qui est bien le propre des projets de démonstration. Il est important de garder en tête que les résultats restent ainsi sous-tendus par ces conditions.

Pour ces raisons, le lecteur est donc invité à une certaine mesure quant à l'interprétation des résultats présentés ici.

Enfin, d'autres projets sont toujours en cours d'avancement, ou continuent d'être proposés pour financement, et pourront venir compléter ces premières grandes conclusions.



Thématique 1:
Favoriser des actions de maîtrise et de gestion de l'énergie

A-III-1 Des solutions de Maîtrise de la demande en énergie et de pilotage de la demande qui font leurs preuves

- Les **économies d'énergie** induites par l'information des consommateurs sur leur consommation d'électricité s'échelonnent de 1 à 10% selon l'ambition du dispositif mis en place. De manière plus diffuse, cette information participe à une **augmentation de la « culture de l'énergie » des ménages**, qui pourra notamment influer sur les futurs choix d'investissement pour des équipements plus sobres (électroménager, moyen de chauffage), voire sur l'isolation des logements.
- Il ressort également des projets que l'information du consommateur sur sa consommation est plus efficace et durable si ce dernier est **accompagné et conseillé**. Cet accompagnement et ces conseils peuvent être apportés par son fournisseur d'électricité, par un opérateur de services tiers, ou via des dynamiques collectives participatives (entre pairs) ou territoriales.
- La **notion de puissance appelée**, et des contraintes qu'elle peut générer sur le réseau lors de pics de consommation par exemple, est encore peu connue des consommateurs, dans le secteur résidentiel comme tertiaire. Cela a notamment pour conséquence de rendre peu compréhensible les fonctionnalités de pilotage de la demande (ou effacement), généralement confondue avec la Maîtrise de la demande en énergie (MDE), qui concerne la baisse plus globale de la consommation d'énergie. Par ailleurs, l'association des deux dimensions (la maîtrise de la puissance et la maîtrise de l'énergie) permet de rendre plus pertinente et plus rentable économiquement l'une ou l'autre des solutions. On peut également noter que les solutions de pilotage de la demande s'avèrent d'autant plus acceptables par les consommateurs si elles cumulent des fonctionnalités de MDE (affichages, comparaison...).
- Dans cette optique, à la fois d'un point de vue modèles d'affaires et pertinence pour les consommateurs, les éventuels futurs appels d'offres visant le développement de l'effacement dans le secteur résidentiel devraient inclure une **obligation d'information / sensibilisation / accompagnement du consommateur** sur sa consommation d'électricité pour favoriser la MDE et la rentabilisation des installations d'effacement.
- Concernant l'effacement diffus, c'est-à-dire dans le secteur résidentiel, les premiers résultats des projets montrent que :
 - le **report de consommation** [énergie non consommée pendant l'effacement] est en théorie de 100% de la consommation effacée s'il n'y a pas perte de confort [c'est-à-dire que la consommation effacée est intégralement déplacée et reportée après l'effacement]. Dans les faits, le report se situe généralement entre 40 et 70% pour le



chauffage en raison d'une meilleure utilisation des apports de chaleur externes ou d'une réduction de la température à l'intérieur du bâtiment ; il est toujours de 100% pour l'eau chaude sanitaire ;

- l'effacement diffus génère une **légère baisse de la température**, généralement de l'ordre de 0,2 à 0,5°C. Pour certains logements mal isolés, des temps d'inconfort plus importants peuvent apparaître. Certains équipements d'effacement mesurent la température du logement pendant l'effacement et limitent ainsi la perte de confort en stoppant automatiquement l'effacement (à une perte de 1°C maximum par exemple) ;
 - le **gisement de puissance effaçable** par foyer est d'environ 1 kW, en raison du foisonnement des usages à l'intérieur du logement ;
 - les opérations d'effacement font en règle générale l'objet de **peu de dérogations**, c'est-à-dire d'arrêt manuel de l'effacement de la part des foyers (moins de 5%, que ce soit avant ou au cours de l'effacement) ;
 - le **modèle d'affaires** d'un opérateur d'effacement diffus est celui d'un opérateur d'infrastructures : face à de lourds investissements, la régulation doit lui permettre une espérance de gain régulière ;
 - pour limiter les coûts des équipements déployés dans les foyers, il est recommandé **d'utiliser au maximum l'infrastructure Linky** pour la mise en œuvre du pilotage de la demande ;
 - au vu des coûts importants d'une infrastructure d'effacement diffus, il apparaît préférable de **ne pas utiliser l'effacement diffus uniquement dans une vocation capacitaire** (réduction de la pointe) ; pour ce dernier objectif, une approche tarifaire paraît plus pertinente ;
 - pour les opérations nécessitant une intervention dans le tableau électrique des logements, il est recommandé de **ne pas sous-estimer les contraintes d'éligibilité technique** (notamment installations non-conformes) qui peuvent représenter de l'ordre de 15% à 20% des installations ciblées.
- Le **rebond en puissance** après une opération d'effacement [augmentation de puissance par rapport au niveau attendu sans effacement] peut être significatif (50% de la puissance effacée), mais peut être réduit par des stratégies de reprise adaptées et progressives réparties sur les différents sites.
 - L'émergence d'un **standard de pilotage** pour les Pompes à Chaleur (PAC) résidentielles et tertiaires, sur le modèle du fil pilote, est indispensable pour rendre plus facilement accessible l'effacement sur ces technologies, dont la part de marché est amenée à grandir massivement dans les prochaines années.
 - Maintenir et permettre l'**émergence d'opérateurs d'effacement actifs** également sur le marché de l'équilibrage permettra de répondre au besoin probablement plus fort en moyens d'ajustement dans les prochaines années. En effet, à titre d'exemple, à partir de 2020, l'erreur de prévision sur l'éolien pourrait devenir supérieure à celle de la demande.



Thématique 2 :

Faciliter l'insertion de la production décentralisée, à partir de ressources renouvelables

A-III-2 Les technologies smart grids permettent de favoriser l'insertion des EnR

- Il ressort des projets que des technologies comme **l'écrêtage de production** (limitation de la puissance injectée sur le réseau), **l'amélioration de la connaissance de l'état local du réseau** (observabilité du réseau de distribution) et la **modernisation de la régulation de la tension** (réglage plus fin de la tension), devraient permettre d'accroître significativement les puissances EnR raccordables.
- Il apparaît également clairement qu'il est nécessaire de mettre en place un **cadre régulatoire** pour valoriser économiquement les écrêtements de production consentis par les producteurs EnR. L'ADEME invite les gestionnaires de réseau de distribution à proposer des offres de raccordement intégrant une analyse de sensibilité autour de la puissance de raccordement demandée et des options de valorisation économique en cas de mise en œuvre d'écrêtage statique ou dynamique.
- La mise en œuvre d'**écrêtage de production dynamique** (activé uniquement lorsque des contraintes temporaires apparaissent sur le réseau) doit faire l'objet d'une attention particulière et de règles spécifiques afin de ne pas induire une discrimination entre les producteurs raccordés sur un même poste source (concernant l'ordre dans lequel les producteurs sont écrêtés par exemple).
- Les résultats des projets permettent de valider que les **progrès des prévisions de production solaire, éolienne, et de consommation**, à petite échelle spatiale, pourront améliorer la gestion locale du réseau, favoriser une consommation électrique de proximité et limiter les renforcements de réseaux consécutifs à l'installation de nouvelles capacités de production.
- Le **stockage** peut intervenir à différents niveaux, en mode multiservice auprès du réseau de transport, du réseau de distribution, du producteur EnR ou du consommateur. Par sa flexibilité, il favorise donc l'insertion des EnR.
- Au vu des conditions actuelles (notamment du prix sur le marché de l'électricité), aucun projet n'a à ce stade permis de faire émerger un modèle d'affaires évident pour un moyen de stockage dans l'optique d'une mise en œuvre immédiate. La question de la valorisation de l'installation de stockage et de la création d'un statut d'**opérateur de stockage** est donc indispensable à son développement, le stockage étant à la croisée des chemins en tant que brique de flexibilité.





Thématique 3 :
Anticiper l'évolution de l'environnement des réseaux électriques existants

A-III-3 Les briques nécessaires à la modernisation de la gestion du réseau de distribution ont été validées dans les projets et entrent en phase de déploiement

- Les projets ont permis de valider le **caractère industrialisable et déployable d'un certain nombre de briques** technologiques pour moderniser les réseaux, parmi lesquelles :
 - . le **mini- Poste de Contrôle commande numérique (PCCN)**, solution permettant d'adapter rapidement un poste source existant sur le réseau de distribution aux nouveaux besoins de la gestion de réseau en numérisant une partie des fonctionnalités de contrôle-commande ;
 - . différents types de **capteurs de tension et de courant** servant à la mesure ou à la détection de défauts ;
 - . des **transformateurs réglageurs en charge pilotés** permettant d'ajuster plus finement les niveaux de tension sur le réseau ;
 - . des **disjoncteurs automatisés** ;
 - . des systèmes de **stockage** de taille importante (de l'ordre du MW).
- Les **nouveaux Systèmes d'Information** prenant en compte l'état des réseaux localement en temps réel, l'intégration des nouveaux dispositifs aux outils de gestion, d'échange d'informations et de planification du gestionnaire de réseau, sont autant d'éléments qui participent à la modernisation de la gestion des réseaux de distribution dans l'optique d'accompagner l'augmentation des productions EnR variables dans les territoires. La gestion du réseau se fait donc de manière plus dynamique, plus proche des limites du système.
- Certaines technologies de **stockage stationnaire centralisé** peuvent demander de réaliser une déclaration Installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). C'est un élément important à intégrer le cas échéant dans le planning de déploiement et de disponibilité de la solution. Des réflexions sur l'obtention des autorisations doivent ainsi être menées.
- Le développement des technologies télécoms accompagne le déploiement des smart grids, ce qui implique notamment la prise en compte de **contraintes d'interopérabilité et de cyber-sécurité**. Les travaux doivent se poursuivre sur ce sujet.



Thématique 4 :
Modèles d'affaires et perspectives

A-III-4 Les projets ont permis de clarifier les conditions économiques et régulatoires nécessaires au déploiement des smart grids

Le secteur des smart grids est composé d'un secteur régulé au niveau des gestionnaires de réseaux, qui assurent une mission de service public, et d'un secteur dérégulé, ouvert à la concurrence, notamment sur l'aval compteur.

- Pour le **secteur régulé**, les technologies pourront se déployer dès lors que l'on parvient à démontrer leurs bénéfices pour la collectivité et leur caractère industriel, les exigences de maturité et de fiabilité des technologies étant importantes du point de vue des gestionnaires de réseaux pour des raisons d'obligation de qualité de service.
- Pour le **secteur dérégulé**, les conditions de déploiement sont beaucoup plus difficiles à définir, avec des cas de figure assez divers selon les solutions considérées et encore beaucoup d'incertitudes liées notamment à la valorisation économique des solutions. C'est en particulier le cas pour les solutions aval compteur avec les incertitudes actuelles sur les modèles d'affaires associés (marché de capacité et la valeur des capacités, prix du marché de gros à la baisse...) et sur leur diffusion et l'appétence concrète des consommateurs pour ces solutions.
- A court terme, de nombreux produits ou services développés dans le cadre des démonstrateurs devraient toutefois trouver un marché en lien avec les **évolutions du cadre régulatoire** discutées ces dernières années et dont la mise en œuvre a ou va commencer. On peut notamment citer :
 - la mise en place du **complément de rémunération** en tant que dispositif de soutien des EnR électriques, qui devrait permettre la valorisation des technologies de prévision et des services d'agrégation ;
 - l'ouverture progressive à la **concurrence** des différents services système, tels que les différents niveaux de réserve, laissant une place notamment au stockage ;
 - le recours au **stockage** dans les zones non interconnectées, pour accompagner le développement des EnR ;
 - enfin, le **marché de capacité**, qui pourrait permettre la valorisation de solutions de flexibilité, si toutefois la valeur des certificats de capacité est suffisante.



Retrouvez ce chapitre dans la synthèse « Systèmes Electriques Intelligents, Premiers résultats des démonstrateurs », en ligne dans la médiathèque du site Internet de l'ADEME (réf. 010040).



B Introduction et méthodologie

Alors que les premiers projets se terminent, un bilan des avancées de ces projets ambitieux s'impose afin d'en tirer des premiers grands enseignements. L'objectif de ce travail est de répertorier, sur une même grille d'analyse, différents projets focalisés sur des briques innovantes distinctes. La variété des champs de recherche couverts par l'ensemble des projets a ainsi été classée en quatre grandes thématiques :

1. favoriser des actions de maîtrise et de gestion de l'énergie ;
2. faciliter l'insertion de la production renouvelable décentralisée ;
3. anticiper l'évolution des réseaux électriques existants ;
4. préfigurer les modèles d'affaires.

Ce travail s'adresse donc aux différents acteurs de la filière réseaux intelligents ayant envie de situer les avancées en matière d'innovation : les acteurs institutionnels, académiques, industriels, les collectivités territoriales, les bureaux d'études, les PME et start ups.

Les projets étudiés ici sont tous des projets d'envergure dont le nombre de livrables est très significatif. Les résultats peuvent faire l'objet d'un caractère confidentiel, notamment par rapport à des perspectives de marchés des entreprises les ayant portés. Aussi l'ADEME a-t-elle suivi la démarche suivante pour établir cette synthèse.

Pour chacune des quatre grandes thématiques, 6 à 8 questions ont été définies par l'ADEME et proposées sous la forme d'un seul et même questionnaire à chacun des porteurs de projets concernés. Les réponses publiques collectées constituent la matière première de synthèses proposées par l'ADEME. Seuls les 12 projets jugés suffisamment avancés au moment de l'envoi des questionnaires ont été sollicités. Il est à noter que d'autres projets soutenus par l'ADEME pourront apporter des compléments de réponses à certaines des questions au fil de leur avancée.

L'état des lieux de la filière smart grid proposé ici est donc un instantané des réponses communiquées par ces 12 projets en fin d'année 2015. Il n'a pas vocation à exposer les résultats précis de chaque projet. Il permet néanmoins de synthétiser les avancées en matière de services et matériels innovants avec un point de vue le plus global et généraliste possible. Chaque lecteur pourra identifier les briques manquantes à l'édifice structurant auquel l'ADEME souhaite continuer de contribuer, et qui parfois sont déjà traitées dans les projets n'ayant pas été sollicités pour constituer ce document.

Chaque question est accompagnée d'un tableau à l'image du tableau suivant :

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

il répertorie la totalité des projets sollicités par l'ADEME à travers son questionnaire.

Pour chaque question, les réponses des projets « éclairés » et marqués d'une croix verte sont à la base de la synthèse proposée par l'ADEME.

Les projets concernés par la question sont « éclairés ». Tous n'ont pas toujours été en mesure d'apporter une réponse publique à l'ADEME. Ces projets sont « éclairés » mais ne sont pas marqués d'une croix verte pour les désengager de l'analyse de l'ADEME. En effet, suivant le degré d'avancement du projet ou le niveau de confidentialité des résultats, certains consortiums font preuve de prudence dans la diffusion de leurs résultats. Néanmoins pour ces projets, lorsque des résultats publics sont disponibles, l'ADEME les a intégrés pour illustrer son analyse.

Toutes les questions ne sont pas abordées par chacun des projets. Pour les projets grisés, la question correspondante ne leur a pas été posée et la synthèse des réponses proposée par l'ADEME ne les engage donc pas.



C Objectifs initiaux des projets de démonstrateurs considérés dans cette synthèse

GreenLys

Les évolutions dans la manière de produire et de consommer l'électricité engendrent des mutations que doivent assimiler les réseaux de distribution d'électricité. Le projet GreenLys, caractérisé par son point de vue systémique, permet d'accompagner cette mutation à travers plusieurs objectifs :

- tester et déployer des solutions innovantes pour le système électrique (production d'électricité décentralisée, compteurs communicants, gestion des réseaux de distribution, nouvelles offres d'effacement et de maîtrise de la demande en énergie, solutions de gestion de l'énergie chez le client connectées à une plateforme de services) ;
- définir une chaîne de valeurs pour le client, le gestionnaire de réseau de distribution, le fournisseur d'énergie, le producteur EnR, les équipementiers industriels et la collectivité ;
- concevoir une approche intégrée des composantes d'un système électrique intelligent, sur l'ensemble de la chaîne de distribution d'électricité, qui répondent aux enjeux environnementaux, sociaux, technologiques et économiques.



Grenoble et Lyon

ENEDIS, ALSTOM GRID, ATOS WORLD GRID, CEA-LITEN, CNRS LEPII, ENGIE, GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE, Grenoble INP, HESPUL, RHONALPENERGIES-ENVIRONNEMENT, RTE, SCHNEIDER ELECTRIC

Début : Mai 2012

Durée : 4 ans

Montant : 37 M€

Aide PIA : 9,3 M€

Site Internet : www.greenlys.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/99>

IPERD

Les contraintes associées à l'insertion croissante de production d'origine renouvelable dans le réseau électrique, notamment sur le réseau de distribution, conduisent les gestionnaires à rechercher de nouvelles solutions pour améliorer la robustesse de leur réseau.

Le projet IPERD se propose d'expérimenter deux types de solutions de gestion de l'énergie facilitant l'insertion d'électricité d'origine renouvelable dans le réseau de distribution et la réduction des pointes de consommation. Ces solutions consistent en :

- démontrer que l'utilisation du stockage permet de maintenir la tension sur un réseau BT contraint par de la production photovoltaïque et d'abaisser la pointe de consommation ;
- gérer les transits HTA par modulation graduelle de la puissance injectée sur le réseau par un parc de production photovoltaïque.



Le Vigeant et l'Isle-Jourdain (Poitou-Charentes)

SECHE ENVIRONNEMENT, CEA, SRD

Début : Septembre 2012

Durée : 3 ans

Montant : 1,6 M€

Aide PIA : 0,6 M€

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/96>

Millener

Contrairement aux grands réseaux électriques interconnectés, les réseaux îliens sont particulièrement fragiles à cause de leur petite taille. Ainsi, les risques de déséquilibre entre offre et demande d'électricité sont beaucoup plus élevés. De plus, la croissance de la consommation dans les îles est beaucoup plus forte qu'en métropole.

Ce contexte particulier joue un rôle d'accélérateur pour le développement d'un projet tel que Millener qui appréhende les enjeux clés de sécurisation et fiabilisation des réseaux électriques insulaires, ainsi que l'intégration des EnR. Pour ce faire, Millener expérimente des solutions de gestion de l'énergie couplées à des dispositifs de production photovoltaïque, de stockage et des services de suivi de consommation en temps réel permettant la maîtrise de la demande en énergie.



La Réunion, Guadeloupe et Corse

EDF SEI, DELTA DORE, EDELIA, NGANALYTICS, SAFT, SCHNEIDER ELECTRIC, SUNZIL

Début : Mars 2012 Durée : 4 ans Montant : 30 M€ Aide PIA : 5,9 M€

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/95>

Modelec

Le système électrique en France est confronté à une augmentation de la consommation électrique en période de pointe. Modelec se propose d'étudier une solution alternative consistant à réduire ces pointes de consommation grâce au pilotage et à l'effacement d'équipements électriques résidentiels, et ce sans diminuer le confort du consommateur.

En pratique, le projet Modelec vise à mettre en œuvre une plateforme afin d'étudier le comportement des consommateurs face à des situations d'effacement. L'effacement des usages électriques résidentiel est testé auprès de foyers répartis sur plusieurs territoires, et équipés de différents équipements de pilotage (box, plug, thermostat, capteur...) pour en analyser précisément le gisement. La plateforme propose également des services d'efficacité énergétique sur lesquels le consommateur est libre de s'appuyer pour comprendre et réduire sa consommation.

Le projet vise en outre à comprendre les leviers d'acceptation de l'effacement par le client, grâce à une étude comportementale. Cela doit permettre d'élaborer des modèles de valorisation et définir les modalités techniques et économiques permettant d'assurer l'adhésion du consommateur.



Direct Energie, GASCOGNE ENERGIES SERVICES, IJENKO, Université Paris Descartes – LA SORBONNE (CEAQ)

Début : Décembre 2011 Durée : 4 ans Montant : 2,4 M€ Aide PIA : 1 M€

Site Internet : www.projet-modelec.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/94>

Nice Grid

Aujourd'hui en France, la distribution d'électricité est principalement gérée de manière centralisée et verticale ; demain, les réseaux de distribution devront gérer la production massive d'électricité d'origine renouvelable issue de systèmes décentralisés (photovoltaïque et éolien principalement), assurer la maîtrise de la demande en énergie tout en limitant les pointes de consommation.

Nice Grid est un démonstrateur de quartier solaire intelligent impliquant 1500 clients résidentiels, professionnels et collectifs sur le territoire de Carros. Le projet vise à étudier un concept de réseau électrique intelligent intégrant une forte proportion de production photovoltaïque décentralisée, couplée à des systèmes de stockage de différentes tailles répartis sur le réseau. Une plateforme d'agrégation permet de gérer la flexibilité des consommateurs en intégrant les prévisions météos.

Le projet teste également différents niveaux de pilotage de ressources jusqu'à tenter l'ilotage d'un territoire ; c'est-à-dire, gérer une zone de consommation autonome, entièrement isolée du réseau principal pendant quelques heures et dotée de ses propres moyens de production et de stockage.





Carros (Alpes Maritimes)
ENEDIS, ALSTOM GRID, ARMINES, DAIKIN, EDF, NETSEENERGY, NKE ELECTRONICS, RTE, SAFT
Début : Novembre 2011 Durée : 4 ans Montant : 30 M€ Aide PIA : 4 M€

Site Internet : www.nicegrid.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/93>

Post

Les évolutions actuelles des politiques énergétiques à l'échelle européenne, et notamment le développement des énergies renouvelables, nécessitent le renforcement des connexions entre les réseaux électriques des pays de la zone euro-méditerranéenne. Ces renforcements doivent être optimisés car ils représentent des investissements colossaux.

Post est un projet de modélisation du réseau électrique à grande échelle visant à :

- mettre au point un modèle multi-échelles, c'est-à-dire des modalités d'agrégation spatiale et temporelle pour une représentation efficace des systèmes électriques ;
- mettre au point une méthode d'optimisation d'investissement sous contraintes de risques. Dans un contexte de durées d'investissement de plusieurs dizaines d'années, il est primordial de tenir compte des différents facteurs de risques pour l'optimisation conjointe des capacités de transmission et de production ;
- définir de nouvelles méthodes de résolution de problèmes complexes d'optimisation par calcul parallèle sur supercalculateurs.



ARTELYS, INRIA

Début : Juillet 2013 Durée : 4 ans Montant : 4,5 M€ Aide PIA : 3,2 M€

Site Internet : www.post.artelys.com

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/88>

Postes Intelligents

La diversification des moyens de production d'électricité engendre de nouvelles contraintes sur les réseaux de transport et de distribution qui nécessitent de mettre en œuvre des fonctionnalités nouvelles basées sur des échanges d'information en temps réel entre les postes.

Le projet vise à mettre en service à l'horizon 2015 deux postes démonstrateurs (225 et 90 kV) composés d'équipements haute tension et basse tension nouvelle génération permettant de :

- mieux voir, c'est-à-dire s'appuyer sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication pour avoir une connaissance plus fine de l'état du réseau et de son environnement en temps réel ;
- mieux agir pour mieux s'adapter, c'est-à-dire utiliser les technologies numériques pour avoir à disposition des systèmes d'exploitation et de maintenance compatibles avec les nouvelles contraintes apportées par l'insertion des énergies renouvelables et la gestion de la demande.



Picardie

RTE, ALCATEL-LUCENT, ALSTOM GRID, ENEDIS, NEELOGY, SCHNEIDER ELECTRIC
Début : Janvier 2013 Durée : 4 ans Montant : 32 M€ Aide PIA : 9,7 M€

Site Internet : <http://www.posteintelligent.com/>

Fiche Lauréat : <http://www.ademe.fr/postes-intelligents-numerisation-systemes-controle-commande-postes-electriques-integration-fonctions-avancees>

RéFLexE

RéFLexE est un projet de recherche sur la valorisation de la flexibilité électrique des sites tertiaires et industriels au service des réseaux électriques intelligents sur le modèle d'aggregateur.

Le projet propose d'évaluer les solutions de pilotage intelligent de l'énergie à l'échelle d'un parc immobilier, en optimisant les équilibres entre production, stockage et consommation. Pour cela, il expérimente des fonctions d'agrégation par la gestion en temps réel de sites consommateurs / producteurs d'électricité en région PACA (principalement sur Nice et Sophia-Antipolis) de façon à pouvoir évaluer l'impact réel sur le réseau de distribution.

Le projet RéFLexE poursuit ainsi un double objectif :

- quantifier les gisements de flexibilité électrique et démontrer la faisabilité technique de l'agrégation ;
- évaluer la viabilité de différents modèles économiques d'agrégation et mener une réflexion sur l'organisation du système d'acteurs des réseaux intelligents.

Région PACA



VEOLIA ENVIRONNEMENT, ALSTOM GRID, CEA-INES, SAGEMCOM, SUPELEC

Début : Avril 2012

Durée : 4 ans

Montant : 8,7 M€

Aide PIA : 3,5 M€

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/92>

Smart Electric Lyon

Lancé à l'initiative d'EDF sur le territoire du Grand Lyon, Smart Electric Lyon est un des plus importants programmes d'expérimentations sur les usages de l'énergie électrique. Il vise à tester à grande échelle des innovations qui permettront à près de 25 000 consommateurs, des particuliers, des entreprises et des collectivités, de mieux connaître et comprendre leur dépense d'énergie et d'agir pour réduire leur consommation.

Il ambitionne de sensibiliser des clients résidentiels en mettant à leur disposition, via courrier et internet, un bilan de leur consommation en euros et kWh, des repères permettant de situer leur consommation par rapport à celle de logements comparables, ainsi que des conseils personnalisés. En parallèle, des solutions techniques (systèmes de gestion d'énergie, affichage, chauffages électriques pilotés...) couplées à des offres tarifaires sont développées et testées (maisons individuelles et logements collectifs publics et privés) et sites tertiaires (public et privé), sur un territoire déjà équipé de compteurs communicants.

Lyon



EDF, AGROCAMPUS OUEST, ARMINES, CSTB, EDELIA, ENEDIS, LEGRAND, Université de Lyon,

Université de Technologie de Troyes (UTT), Université de Tours

Début : Janvier 2012

Durée : 5 ans

Montant : 69 M€

Aide PIA : 9,6 M€

Site Internet : www.smart-electric-lyon.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/86>

Smart Grid Vendée

La multiplication des aléas liés d'une part à la variabilité des productions EnRet, d'autre part, à la diversification des usages (comme le véhicule électrique) peut conduire à un dimensionnement inadapté des réseaux locaux et à une baisse dans la qualité de l'approvisionnement.



C / Objectifs initiaux des projets de démonstrateurs considérés dans cette synthèse

Smart Grid Vendée souhaite démontrer qu'une meilleure prise en compte des contraintes locales de gestion des réseaux de distribution (en complément de la gestion d'équilibre national) permet de contribuer à une meilleure efficacité énergétique globale. Pour cela, le projet met en œuvre des actions sur la flexibilité des ressources énergétiques (consommation, production) réparties au sein du réseau de distribution vendéen et propose les objectifs principaux suivants :

- clarifier les besoins d'optimisation locale (sur le système électrique et ses acteurs) ;
- mener une action volontariste auprès des collectivités pour maîtriser leur consommation d'électricité, les équiper en énergies renouvelables et les rendre acteurs de flexibilité ;
- instituer un centre pour les nouvelles compétences « Smart Grid » et en évaluer l'impact ;
- réaliser une étude sociétale focalisée sur les gestionnaires et les utilisateurs de bâtiments communaux, de façon à évaluer l'acceptabilité des dispositifs techniques et contractuels de mise en œuvre de la gestion de la demande et de la maîtrise de la consommation.



Vendée

SYDEV, ACTILITY, ALSTOM GRID, CNAM, COFELY INEO, ENEDIS, LEGRAND , RTE

Début : Avril 2013

Durée : 5 ans

Montant : 28 M€

Aide PIA : 9,5 M€

Site Internet : www.smartgridvendee.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/85>

SoGrid

La directive européenne 2009/72/CE fixe aux États membres un objectif de compteurs électriques intelligents dans 80 % des foyers européens d'ici 2020. La technologie de transmission Courant Porteur en Ligne (CPL) se distingue pour accompagner cet objectif. Le protocole serait adapté aux services smart grids en permettant de traiter et transmettre des volumes importants de données.

Dans ce contexte, SoGrid propose de démontrer la faisabilité de réalisation d'une chaîne innovante de communication complète en Courant Porteur en Ligne de 3ème génération (CPL G3) sur l'intégralité du réseau de distribution. Plusieurs innovations technologiques seront conçues, développées, déployées et expérimentées dans le cadre du projet :

- des équipements et fonctions d'observabilité temps réel des réseaux HTA et BT ;
- des fonctions de commande d'interrupteur sur le réseau HTA via le CPL ;
- des fonctions d'optimisation du positionnement des capteurs et de localisation de défaut sur le réseau HTA ;
- des fonctions de gestion du réseau de communication CPL.

La nouvelle infrastructure de réseaux proposée devra notamment permettre d'assurer le pilotage en temps réel des réseaux électriques basse et moyenne tensions.



Région de Toulouse

ST MICROELECTRONICS, ENEDIS, CAPGEMINI, Ecole Polytechnique, Grenoble INP,

Laboratoire d'Analyse Numérique, LANDIS&GYR, NEXANS, SAGEMCOM, TRIALOG

Début : Octobre 2011 Durée : 5 ans Montant : 26 M€

Aide PIA : 12 M€

Site Internet : <http://www.so-grid.com>

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/84>

Venteea

Venteea se propose de répondre à l'enjeu de l'insertion massive des EnR dans les réseaux. À ce titre, le projet développe et teste des équipements et des outils de gestion innovants sur le réseau de distribution HTA en milieu rural et situation de fortes productions d'énergie éolienne. Le démonstrateur opère sur 6 départs HTA 20kV alimentant 3 200 clients. Deux parcs éoliens sont raccordés à ce réseau : un parc de 12 MW raccordé en départ dédié et un parc de 6 MW. Dans ce contexte, le projet souhaite :

- optimiser les coûts de raccordement des sites de production EnR ;
- étudier notamment l'impact des EnR sur la qualité de l'onde, les plans de protection ;
- expérimenter de nouvelles fonctions pour gérer la production EnR sur le réseau HTA ;
- adapter les outils de planification et la cartographie pour prendre en compte les EnR.

Le projet a aussi pour objectif de développer des systèmes d'observation, de prévision et de régulation de la tension et du réactif, afin de minimiser les coûts d'investissement, de réduire les perturbations causées par le raccordement de sources d'énergie renouvelable, d'améliorer la qualité de la fourniture d'énergie et de réduire les pertes techniques.

Aube

ENEDIS, BORALEX, EDF R&D, GENERAL ELECTRIC, L2EP, MADE, RTE, SAFT, SCHNEIDER ELECTRIC, UTT



Début : Décembre 2012 Durée : 4,5 ans Montant : 23 M€

Aide PIA : 7,6 M€

Site Internet : www.venteea.fr

Fiche Lauréat : <http://recherche-ficheslaureats.ademe.fr/ademe/index/file/type/fichier/id/82>

Les autres projets lauréats

Pour retrouver le descriptif de tous les projets lauréats soutenus par l'ADEME dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir : http://www.ademe.fr/projets_laureats_IA



D-I Thématique 1

Favoriser des actions de maîtrise et de gestion de l'énergie

D-I-1 Maîtrise de l'énergie

D-I-1a Pourquoi ces questions ?

La Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) est un ressort fondamental de gestion de l'énergie à l'échelle de l'individu. Les smart grids, notamment à travers leurs applications aval compteur, visent à contribuer à la démarche de MDE en informant le consommateur sur ses usages de l'énergie au quotidien et leurs conséquences (environnementales, économiques et sur la qualité de service) [1]¹.

Les différents projets développés ici tentent d'expliquer très directement quelles sont les conditions sociotechniques favorisant l'appétence des consommateurs (résidentiels) et usagers des bâtiments (tertiaires) pour des solutions et services MDE aval compteur. La culture de l'énergie restant encore à ce jour en France à développer, il s'agit d'abord de définir de manière fine quelles sont les solutions d'affichage et d'information des consommateurs les mieux adaptées et les mieux acceptées, en fonction des différentes caractéristiques des foyers et des logements, et qui permettront des changements de pratiques durables. Il s'agit également de comprendre ce qui peut être mis en place auprès des usagers des bâtiments tertiaires qu'ils soient privés ou publics [2]² et l'incidence de nouveaux usages tels que le véhicule électrique [3]³. Enfin, pour la catégorie résidentielle [4]⁴, il paraît important de pouvoir évaluer finement les gains apportés par l'évolution des comportements ou des pratiques des consommateurs en termes d'économie d'énergie [5]⁵.

Dans le secteur tertiaire (entreprises et collectivités), des motivations sur les stratégies de planification énergie/climat à plus long terme s'ajoutent à l'unique intérêt sur la facture énergétique. La démarche de MDE devient réglementaire à travers la mise en œuvre de PCAET⁶ en collectivité ou DPE⁷ pour les entreprises et le patrimoine public. Les smart grids, notamment via le comptage communicant, peuvent apporter une réponse aux difficultés liées au recueil de données énergétiques localisées, fiables et à des pas de temps cohérents avec leurs actions (écueils techniques ou liés à la confidentialité). Faciliter l'accès aux données permet de simplifier le calcul de bilans énergétiques et le suivi des actions menées au sein des structures considérées.

Remarque préliminaire : il ne faut pas confondre maîtrise de l'énergie et flexibilité de la demande. La maîtrise de l'énergie a trait à une prise de conscience de son besoin énergétique. C'est une invitation à mettre en place des solutions techniques ou des pratiques pour baisser durablement sa consommation vis-à-vis d'un ou plusieurs usages. La flexibilité de la demande est détaillée dans la partie suivante : Pilotage de la demande. C'est un mécanisme lié au fonctionnement du système électrique : il permet de déplacer les moments de consommation aux moments les plus opportuns pour le fonctionnement du système électrique. Le but premier de la flexibilité n'est pas d'apporter des économies d'énergies mais de rendre un service au réseau.

¹ «Avis de l'ADEME sur « Le compteur Linky » : analyse des bénéfices pour l'environnement, les consommateurs et les collectivités», <http://www.ademe.fr/avis-lademe-compteur-linky-analyse-benefices-lenvironnement-consommateurs-collectivites>

² «Flexibilité de la puissance électrique au sein de bâtiments de bureaux : l'acceptabilité sociale en question », <http://www.ademe.fr/flexibilite-puissance-electrique-sein-batiments-bureaux-lacceptabilite-sociale-question>

³ « Potentiels du véhicule électrique (Les), Avis de l'ADEME » : <http://www.ademe.fr/potentiels-vehicule-electrique>

⁴ «Faciliter l'évaluation des solutions de maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel en lien avec le développement des smart grids», <http://www.ademe.fr/faciliter-levaluation-solutions-maitrise-demande-delectricite-secteur-residentiel-lien-developpement-smart-grids>

⁵ «Compteurs communicants gaz, pratiques des ménages et économies d'énergie», <http://www.ademe.fr/compteurs-communicants-gaz-pratiques-menages-economies-denergie>

⁶ PCAET : Plan Climat Air Energie Territorial, <http://www.territoires-climat.ademe.fr/>

⁷ DPE : Diagnostic de Performance Energétique

D-I-1b Quelles sont les informations, les modes de présentation et les supports les plus pertinents pour favoriser une meilleure appropriation de la culture de l'énergie ?



Une interface peut prendre différentes formes : afficheur associé au matériel déployé, application informatique (à domicile) ou encore page web. Dans l'idéal, elle doit pouvoir être accessible sur différents types de supports : de l'ordinateur à la tablette, en passant par le smartphone.

☞ **Les caractéristiques principales d'une interface efficace**

- **Facile d'accès et simple d'utilisation**
GreenLys : « *Les expérimentateurs ont mis en exergue 3 facteurs clefs d'acceptation de ces équipements :*

 - *l'esthétique et la discréetion du matériel ;*
 - *la simplicité d'utilisation et de fonctionnement ;*
 - *le pilotage à distance est considéré comme essentiel* ».

- **Permettant le suivi précis de l'historique de la consommation** d'énergie (en kWh) et de la facture (en €)
- **Intégrant un suivi de la consommation en temps réel** (en kW)
- **Avec une dimension ludique** (par ex. compétition avec un groupe d'autres consommateurs)
Smart Electric Lyon : « *Il faut viser aussi la qualité émotionnelle de l'expérience (le plaisir, la gratification, éventuellement la surprise) et son renouvellement dans le temps. Il peut s'agir d'appréciations d'ordre esthétique (« il est beau mon Nest ! »), mais aussi de la satisfaction d'apprendre/comprendre de nouvelles choses, de prendre conscience de « l'intelligence » du système* ».
- **Evolutif** en fonction des besoins des utilisateurs (les différents besoins des membres d'une même famille par exemple ou évolution dans le temps des besoins de certains utilisateurs) et de la technologie
- **Comprenant le critère confort de consommation**, associé à un sentiment de contrôle par le suivi ou non des propositions d'action sur la consommation
MODELEC : l'interface doit pouvoir restituer « *l'effectivité des économies et les gains au regard des efforts consentis par l'habitant* ».

☞ **De façon générale, l'utilisation de l'interface doit aller de pair avec un accompagnement (individuel ou collectif)**

En effet, GreenLys a relevé que la présentation de l'information et le type d'accompagnement des consommateurs était un facteur d'influence sur l'adhésion au projet. Les enquêtes sociologiques déclinent des recommandations spécifiques, adaptées à quatre profils sociologiques⁸ de consommateurs, sur l'approche à engager auprès de chacun d'entre eux.

⁸ Dans les approches sociologiques, les populations étudiées sont souvent réparties entre plusieurs profils identifiés le plus souvent à partir des résultats de sondages (par questionnaires ou entretiens) permettant de dégager des catégories dans l'échantillon d'expérimentateurs.



GreenLys : Grands enseignements sur les approches technologiques et comportementales des consommateurs en fonction de leur profil sociologique.

Profils	Description des profils	Recommandations sur l'approche
Technophiles	Principale motivation : tester en avant-première les nouvelles technologies et innovations. Fort intérêt pour la domotique.	Leur fournir des solutions qui leur permettent de visualiser leur consommation, gérer et programmer à distance et en temps réel via leur smartphone.
Energiphiles	But en soi : maîtriser ses consommations énergétiques. Grande connaissance des enjeux énergétiques (réseaux, effacements). La notion de kWh a une signification pour eux.	Leur offrir des services avec visualisation des consommations en temps réel (kWh / h consommés V/S coût en euros), notification des dépassements de leurs consommations par rapport à un seuil fixé, la moyenne nationale ou à des ménages équivalents.
Economes	Leur priorité absolue : réduire leur facture par tous les moyens.	Leur proposer des offres tarifaires limitées couplées à des services qui leur permettent de privilégier le fonctionnement de leur équipement quand le prix de l'électricité est le moins cher.
Ecophiles	Une conviction : la maîtrise individuelle de l'énergie est bonne pour la planète. Conscience environnementale forte.	Mettre en place un service de notification des pics de consommation (alertes « push ») pour inciter le client à diminuer sa consommation ou à accepter un effacement volontaire.

- Une majorité des ménages souhaite réaliser des économies sur leur budget énergétique mais ce n'est pas l'unique motivation

En effet, 67% des ménages Modelec par exemple, souhaitent réaliser des économies sur leur facture grâce au dispositif proposé par le projet. Les expérimentateurs partageant le profil « Economes » dans GreenLys attendent le même type de retombées. C'est une réelle source de motivation pour baisser la consommation d'énergie, qui a été identifiée dans de nombreux cas de figure, mais ce n'est pas la seule. Nice Grid apporte par exemple un complément qui intègre des motivations de l'ordre du geste collectif.

Nice Grid : conclusion sur les ressorts de motivation des « consomm'acteurs »

« L'opportunité financière cohabite ainsi avec le souhait de participer à un effort collectif, de faire un geste citoyen, d'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement ».

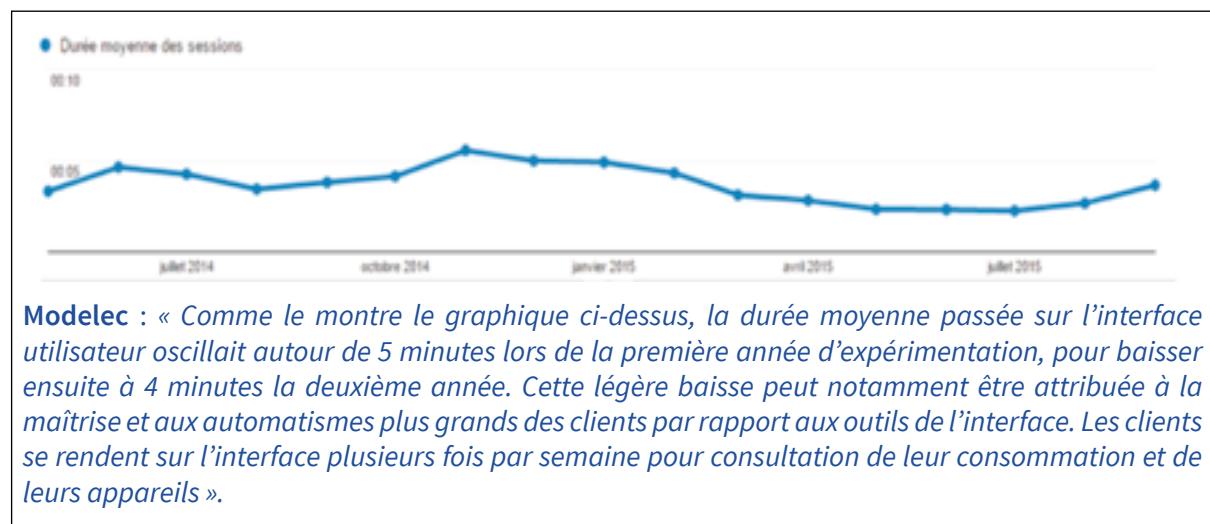
D-I-1c Quelle est la durabilité des changements de comportement ou de pratique ?



Si la mise en place de nouveaux outils d'information du consommateur peut avoir un effet immédiat et générer une baisse de consommation immédiate, plusieurs rapports [6]⁹ mettent en avant la nécessité de s'intéresser plus spécifiquement à la durabilité de cet effet dans le temps, en prenant en compte une certaine habitude voire lassitude du consommateur par rapport à son nouvel équipement « smart grid ».

☞ Indicateurs sur le changement de pratiques du consommateur

- Sur deux ans d'expérimentation Modelec, la question se porte sur l'appropriation des interfaces d'information et de programmation du consommateur portant des services tels que le suivi de consommation d'énergie, l'alerte sur le budget énergie et la programmation des effacements. Les temps d'utilisation sont toujours plus longs au début de l'installation puis se raccourcissent légèrement au bout de quelques mois, mais le nombre de connexions reste assez constant dans le temps.



- De manière plus diffuse, les nouveaux systèmes de restitution d'informations sur la consommation d'énergie participent à l'augmentation de la « culture de l'énergie » des ménages. Ainsi, par exemple lors de décisions d'investissement futures, les ménages seront plus sensibles à la consommation énergétique (étiquette énergie) des équipements qu'ils cherchent à renouveler ou acquérir.

☞ Recommandations sur l'accompagnement du consommateur

- La sensibilisation initiale du consommateur sur les questions énergétiques semble jouer un rôle important sur la durabilité des changements de comportement.

⁹ Alphéeis (2013) 'SoEcoMDE' : Analyse des facteurs socio-économiques qui entrent en jeu dans l'utilisation et l'adoption par les ménages des solutions de MDE dynamique. Etude internationale. Rapport de recherche pour l'ADEME.



- Certains projets révèlent une émulation liée à la constitution d'une communauté de consommateurs avertis. Le partage de bonnes pratiques est par exemple ressenti comme un besoin par les expérimentateurs de GreenLys.

GreenLys : retour d'expérience sur l'accompagnement des clients

« Ces retours d'expérience ont mis en évidence la nécessité de mettre en place, en cours d'expérimentation, une approche multicanale (réseau social d'échanges, hotline, visites à domicile). Il est notamment apparu une forte demande d'appartenance à une communauté d'expérimentateurs via un forum sur le web ».

- GreenLys et Smart Electric Lyon préconisent un accompagnement dès la phase d'installation, pour permettre l'appropriation des équipements et services MDE. Cet accompagnement initial doit être doublé d'une communication régulière et pédagogique qui représente un coût non négligeable en service d'assistance.

Smart Electric Lyon : « Parler d'accompagnement personnalisé peut relever du challenge au vu du nombre de clients concernés, cependant il nous semble que le développement du digital et du big-data devrait précisément permettre de le faire ».

- Une réelle transparence est nécessaire pour que les changements de comportement s'inscrivent dans une relation de confiance avec le distributeur et ses partenaires.

Smart Electric Lyon : « La durabilité dans le temps des « changements de comportement » dépend fortement de la structuration technique (richesse fonctionnelle, articulation local/global...) et de l'utilisabilité des outils mis en place. La durabilité des changements se joue également dans la possibilité de pouvoir articuler efficacement confort et efficacité énergétique mais aussi dans l'accompagnement (constructeur, fournisseur d'énergie, électricien) qui peut être proposé à l'installation et tout au long de l'utilisation de ces systèmes ».

- Un accompagnement ciblé semble efficace pour la prise en main et la pérennité des changements de comportement. Smart Electric Lyon suggère de former les installateurs à un service d'accompagnement du client dans une démarche de MDE. GreenLys propose de cibler l'accompagnement en fonction du profil de consommateur comme évoqué dans la question précédente.

D-I-1d Quel pourcentage d'économie d'énergie apporte l'information du consommateur ?



☞ Les outils d'information du consommateur sur sa consommation d'énergie sont efficaces dans une démarche de maîtrise de l'énergie

Selon les outils mis en place dans les projets, les économies d'énergie s'échelonnent entre 1 et 10% environ. Des dispositifs d'information simples, basés sur l'envoi par courrier postal et par courriel, tous les deux mois, d'un rapport comparant sa propre consommation et celle de voisins (dont les besoins sont comparables), tel que testé dans Smart Electric Lyon, permettent aux ménages de réaliser en moyenne 0,9% d'économie d'énergie. Notons que ces rapports ne s'appuient que sur le comptage communicant et ne nécessitent aucune installation dans les logements. De façon contrastée, des interfaces de suivi de consommation (globale ou par appareil), permettant de piloter ou programmer à distance certains appareils ou proposant la mise en place d'alertes de consommation (globale ou par appareil), permettent d'atteindre des taux d'économie d'énergie plus significatifs (de l'ordre de 10%).

☞ Les résultats varient selon le niveau de consommation initial des ménages

Les foyers les plus fortement consommateurs ont davantage de leviers d'actions que les autres, même si l'impact sur le niveau absolu de consommation d'énergie n'est pas mis en avant dans les projets. Ainsi, les résultats de Smart Electric Lyon révèlent deux critères impliquant un fort niveau de consommation associé à une plus forte baisse de la consommation lors de l'expérimentation :

- le moyen de chauffage : les foyers équipés de chauffage électrique réalisent deux fois plus d'économie d'énergie que les foyers sans chauffage électrique ;
- le type d'habitat : les ménages habitant en maison individuelle réalisent deux fois plus d'économie d'énergie que les ménages en logements collectifs.

Smart Electric Lyon suite à la mise en place des rapports papier de comparaison tous les deux mois : « *Chez les 25% de clients les plus consommateurs, l'effet est une réduction de 1,8%, soit le double de la moyenne* ».

	Quartile 1	Quartile 2	Quartile 3	Quartile 4
Consommation annuelle moyenne	1189 kWh	2296 kWh	4150 kWh	10800 kWh
Economie relative	3.68 %	-0.47 %	-0.61 %	-1.8 %

De plus, comme vu dans la question précédente, au-delà des taux d'économie d'énergie mesurés qui concernent ici la modification de pratique ou d'habitude de consommation, il est important de noter que ces retours sur leurs consommations sensibilisent également les ménages (augmentation de leur « culture de l'énergie ») pour des actions futures non mesurables au moment des projets (choix de matériel plus économes lors du prochain achat, décision anticipée ou plus ambitieuse de rénovation,...).



D-I-1e Quels sont les outils mis en œuvre pour partager les données entre acteurs ?



☞ Gérer les données associées au caractère expérimental et collaboratif des projets

Au-delà des contraintes associées aux solutions techniques telles qu'envisagées lors de la commercialisation, **des problématiques propres à la mise en place des expérimentations représentent un enjeu important pour la bonne réalisation des projets.** C'est notamment le cas pour le projet Smart Electric Lyon dans lequel le nombre important de partenaires, académiques et industriels a nécessité d'encadrer les conditions d'accès aux données et de préciser les obligations notamment vis-à-vis des clients.

Dans ce cadre, la sécurisation des données est un critère essentiel. Celle-ci comprend :

- la mise en place de contrats pour le partage des données garantissant la confidentialité des données personnelles des clients particuliers et des informations commercialement sensibles pour les entreprises.
- la garantie de conformité avec les règles de confidentialité et d'utilisation des données clients établies par la CNIL (Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés).

Smart Electric Lyon : « *Les outils pour porter cet enjeu sont des contrats, des dispositifs IT¹⁰ et des équipements* ».

☞ Les données relevées par le système Linky

L'**infrastructure Linky va centraliser un grand nombre de données de comptage avec une granularité spatiale et temporelle jusqu'ici sans équivalent**. L'exploitation de ces données, sous réserve de conserver leur confidentialité, pourrait donner de nouveaux leviers d'actions, notamment aux bailleurs, aux copropriétés, et aux collectivités pour ce qui est des données agrégées, ou de nouveaux services basés sur les données individuelles que les ménages consentiraient explicitement à partager avec un fournisseur de services.

Les ménages peuvent accéder à leurs propres relevés quotidiens sur un espace personnel sécurisé sur le site Internet d'Enedis, et y souscrire (ou révoquer) de nouveaux services s'ils le souhaitent. Par exemple, ils peuvent avoir accès à la « courbe de charge » (pour gratuitement visualiser leur consommation heure par heure), ou aux services proposés par des tiers tel qu'évoqué précédemment.

Le sujet est assez peu abordé dans les démonstrateurs aujourd'hui arrivés à un stade avancé dans leurs conclusions. Cependant, **il est à noter que le sujet continue encore d'être creusé**. Le projet SOLENN, non sollicité dans le cadre de ce travail car il n'était pas assez avancé, a également pour objectif de développer une nouvelle dynamique collective auprès des ménages autour des enjeux de MDE¹¹ s'appuyant sur Linky. Un second objectif est celui de proposer aux collectivités des outils évolutifs permettant une connaissance fine des caractéristiques énergétiques du territoire, ainsi que sur le suivi de l'impact des politiques énergétiques.

☞ Utiliser les données du compteur Linky au sein du logement

En plus des données relevées par le compteur communicant et mises à disposition de manière sécurisée par Enedis, les ménages qui le souhaitent pourront accéder à des services et fonctions complémentaires : pilotage tarifaire de certains équipements du logement (chauffage par exemple), visualisation de la consommation instantanée...

Pour cela, il faut ajouter dans le compteur communicant un Emetteur Radio Linky (ERL), qui permet de transmettre dans le logement les données du compteur. Cet outil de communication direct entre le compteur et l'aval compteur est développé dans le projet Smart Electric Lyon.

¹⁰ IT : technologies de l'information

¹¹ MDE : Maîtrise de la Demande en Energie

D-I-2 Pilotage de la demande

D-I-2a Pourquoi ces questions ?

L'électricité étant difficilement stockable, le réseau électrique doit en permanence être en équilibre entre l'offre (l'électricité injectée sur le réseau par les producteurs) et la demande (l'électricité prélevée par les consommateurs). Pour faire face aux situations où la consommation dépasse la production, on peut commander à certains producteurs d'augmenter leurs productions ou d'activer des centrales de pointe (par exemple au gaz ou fioul). Une autre solution consiste à baisser le niveau de la consommation, on parle alors d'effacement ou de pilotage de la demande. Cela correspond à la coupure immédiate et coordonnée d'une partie de la puissance ou de la puissance totale de certains postes de consommation. L'effacement des postes de consommation peut concerner le secteur résidentiel, le secteur tertiaire, ou encore l'industrie. Cette solution est notamment mise en avant pour la gestion de la pointe d'électricité.

Le pilotage de la demande est aussi un outil de flexibilité plus global pour le système électrique (comme peuvent l'être le stockage ou l'écrêtelement de production EnR, discuté plus loin dans ce rapport). En effet, son déploiement revêt aujourd'hui un enjeu particulier avec la croissance du parc de production d'énergies renouvelables en apportant plus de flexibilité au système électrique.

L'effacement peut devenir un appui au système électrique à plusieurs niveaux :

- **équilibrage / ajustement** : l'effacement se substitue à la production d'énergie mais sur un préavis court, typiquement pour faire face aux erreurs de prévisions de consommation ou de production ;
- **arbitrage** : l'effacement se substitue dans ce cas à de l'énergie produite. L'objectif est d'effacer aux heures où l'énergie est chère et de positionner le report aux heures où l'énergie est moins chère ;
- **capacitaire** : l'effacement permet dans ce cas de diminuer l'obligation de capacité d'un fournisseur jusqu'à plusieurs heures, les jours de pointe ou d'extrême pointe. Ce service sera valorisé sur le marché de capacité.

Selon le marché visé (capacité, arbitrage, équilibrage), la cible (résidentiel, tertiaire, industriel) et le type d'acteur mettant en œuvre l'effacement (fournisseur, opérateur indépendant), les stratégies d'effacement pourront être très différentes, allant d'effacements courts (de l'ordre de quelques minutes à une dizaine de minutes) à des effacements de plusieurs heures et dont la fréquence pourra être variable (quelques fois par an- lors de jours à forte contraintes notamment en hiver- à plusieurs centaines de fois par an par exemple pour faire de l'arbitrage ou de l'ajustement).

L'effacement pourra aussi participer aux services systèmes (en fréquence et en tension) et à termes rendre des services à la maille locale, pour résoudre des contraintes liées à la gestion du réseau de distribution [7]¹².

Les questions qui suivent abordent donc le sujet selon les aspects suivants :

- l'effacement, ou pilotage de la demande, peut être **mis en œuvre** de différentes manières : à travers l'utilisation de matériels communicants (solution technique directement installée dans le tableau électrique ou sur les équipements et coupant ou modifiant certains usages) ou d'offres tarifaires innovantes basées sur les calendriers tarifaires des compteurs communicants (par ex. « Heures creuses solaires ») [8]¹³. La mise en place de ces solutions reste néanmoins dépendante de l'installation électrique initiale qui peut s'avérer inadaptée et contraindre les plans de déploiement, en particulier dans le secteur résidentiel ;

¹² « Rapport d'information sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus » :

<http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i3690.pdf>

¹³ « Etude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution » :

www.cre.fr/documents/publications/etudes/etude-sur-la-valeur-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-de-distribution/consulter-l-etude



- pour permettre un déploiement d'outils de flexibilité adaptés aux espérances de gains de chaque site, ou typologie de consommateur, il est important de bien évaluer le gisement de **flexibilité disponible**. La quantité d'énergie et de puissance réellement flexible dans la demande totale est relative à la consommation instantanée d'électricité de chaque consommateur. Cette consommation varie selon l'activité, la météo, la saison et le type d'usage concerné (chauffage, usages froids, process industriel ou autres) ;
- afin d'évaluer correctement les impacts économiques ainsi que les impacts sur le réseau, il faut également pouvoir évaluer les **effets de bord associés** à un ou plusieurs actes d'effacement : rebond (pic de puissance juste après la fin de l'effacement) ou report de consommation électrique sur les heures qui suivent la période d'activation ;
- enfin, se pose la question des économies d'énergie liées à un acte d'effacement. L'enjeu est de comprendre quels sont les **bénéfices pour le consommateur** final et dans quelles conditions (perte de confort ou non) [9]¹⁴.

¹⁴ « Effacement diffus (L'), Avis de l'ADEME » :

http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis_ademe_effacement_diffus_janv2015.pdf

D-I-2b Quel dispositif de pilotage de la demande a été installé avec quel taux d'éligibilité technique ?



☞ Quels usages pilote-t-on ?

Pour représenter un levier de flexibilité significatif, les usages doivent correspondre à un niveau de consommation assez élevé (dans le résidentiel, on choisit souvent en premier le chauffage électrique).

RéFLexE : « *Le taux d'éligibilité est fort dès que le site répond à des critères simples : Chauffage et Climatisation [...] et sur des installations centralisées (par exemple pas sur des pompes à chaleur split de petites puissances et réparties dans tout le bâtiment)* ».

☞ Plusieurs modèles de matériels peuvent être installés dans le résidentiel

- Pour les effacements indépendants de la grille tarifaire : effectués sur les ordres envoyés par l'opérateur d'effacement :
 - des modules additionnels sur le tableau électrique, qui coupent les charges connectées et mesurent la consommation de chaque départ effaçable (type Modplug dans Modelec) ;
 - des modules de mesure de la consommation globale du logement en temps réel ajoutés au compteur électrique communicant ou électronique, dès lors que sa « TIC » est activée (Pulse dans Modelec, Wiser S-meter dans GreenLys) ;
 - des récepteurs/actionneurs directement branchés sur les appareils (Solutions Wiser de GreenLys, Récepteurs radio de Nice Grid) ;
 - des box connectées en ADSL, Zigbee ou MBUS wireless qui font la passerelle entre les objets connectés du logement (mentionnés ci-dessus), les services internet proposés aux utilisateurs (tableau de bord des consommations, pilotage manuel ou programmation de pilotage des appareils équipés...), et le « back-office » des opérateurs pour faire parvenir les ordres d'effacement et en mesurer les effets (Box Energie dans Modelec, Box Wiser dans GreenLys, Systèmes « récepteur » ou « communicant » dans Smart Electric Lyon).
- Pour les effacements tarifaires, basés sur un changement de tarif ou un signal de pointe mobile, diffusés par le compteur communicant :
 - des modules additionnels de pilotage branchés sur la Télé Information Client (TIC) des compteurs communicants Emetteur Radio Linky (ERL) pour les compteurs de généralisation dans Smart Electric Lyon, ou compteurs d'expérimentation dans Nice Grid ;
 - des récepteurs directement sur les appareils pilotés (équipements compatibles avec l'ERL dans Smart Electric Lyon, récepteurs radio de Nice Grid).

La liste ci-dessus montre la diversité des modalités pouvant permettre un effacement chez un particulier. Il faudrait tendre vers plus d'intéropérabilité pour faciliter l'adhésion. Les travaux menés sur l'ERL dans le cadre de Smart Electric Lyon ont notamment permis à la filière électrique de concevoir un émetteur unique pour le pilotage tarifaire des équipements aval compteur.

☞ Critères d'éligibilité technique relevés dans les projets

- Chez les particuliers

- 1/ Le compteur doit être facilement accessible pour les clients résidentiels lorsqu'ils doivent y connecter un émetteur ou un capteur. Il doit par ailleurs être assez proche des équipements à piloter (cas de l'effacement tarifaire) ou de la box énergie, c'est-à-dire à l'intérieur ou en moyenne à moins de 30m du domicile. Au-delà, la communication avec l'intérieur du foyer peut s'avérer difficile.



- 2/ Le tableau électrique doit être aux normes et assez grand pour intégrer les matériels de délestage, le cas échéant. Dans le cas de tableaux électriques qui ne sont pas aux normes, l'intervention d'un électricien présente un surcoût important. L'ajout d'un tableau supplémentaire en cas de manque de place dans le tableau principal peut être un motif de refus d'une installation (notamment lorsque les tableaux sont situés dans le logement, souvent pour des raisons esthétiques). Le manque de place dans le tableau électrique est à l'origine de 14% des inéligibilités identifiées lors des pré-visites des tests 2013/2014 de Smart Electric Lyon.
- 3/ Pour les effacements hors comptage communicant, c'est-à-dire hors effacement tarifaire, les clients doivent posséder une box ADSL : la connexion internet est indispensable.
- 4/ La possession d'un compteur communicant ou électronique avec la TIC active et non loin du tableau électrique¹⁵ est requise. Dans Modelec par exemple, la TIC activée permet d'assurer la compatibilité de l'installation aux mécanismes NEBEF¹⁶. Pour Smart Electric Lyon, celle-ci est nécessaire pour tester les solutions du projet, ce qui conduit à 87% des inéligibilités identifiées lors des pré-visites des tests 2013/2014.
- Smart Electric Lyon :** « *Dans le process de recrutement des clients, une étape de pré-visite permet de valider ou non l'éligibilité de l'habitat à l'expérimentation* ».
- 5/ Selon les dispositifs testés, l'utilisation du fil pilote (pour le chauffage électrique) est une alternative intéressante au délestage brutal des appareils (lorsque les usages sont coupés directement depuis un contacteur placé dans le tableau électrique). Toutefois, le fil pilote est rarement mis en œuvre dans les logements. Cela représente pour Smart Electric Lyon 79% des inéligibilités identifiées lors des pré-visites des tests 2013/2014.
- 6/ Les systèmes de chauffage par pompe à chaleur, lorsqu'ils sont déjà installés chez le client, sont difficilement compatibles avec les technologies de pilotages existantes. Une homogénéisation et une standardisation progressive des interfaces de pilotages permettront de faciliter l'interopérabilité.

- Dans le secteur tertiaire et l'industrie

Dans le secteur tertiaire, la grande diversité des situations rencontrées requiert souvent l'installation de Box dédiées (Box GPRS ou ADSL dans RéFLexE par exemple), souvent plusieurs par site. Des systèmes de contrôle commande supplémentaires connectés aux usages pilotés peuvent parfois s'avérer nécessaires. Les couches matérielles ou logicielles présentes dans les installations ne sont en effet pas toujours suffisantes pour piloter différents usages et en mesurer les effets, ou sont verrouillées par des protocoles d'échange propriétaires.

Dans ce secteur également, une homogénéisation et une standardisation des interfaces logicielles comme matérielles permettra de faciliter l'interopérabilité des PAC et des systèmes de pilotage.

Un industriel doit également disposer d'un système de gestion central de sa consommation électrique, qui peut être complété par des équipements de contrôle-commande. Chaque client industriel a des spécificités qui sont conditionnées par son activité.

☞ Zoom sur les plateformes d'agrégation

Le pilotage global et optimisé de flexibilités de plusieurs types (effacement – diffus notamment, stockage, pilotage de production EnR...) sur un périmètre donné nécessite la mise en place de plateformes d'agrégation. Les questions de communications et de choix

¹⁵ Si la TIC n'est pas disponible au tableau, un « bus de TIC », liaison filaire permettant la transmission du signal de la TIC, peut-être ajouté dès lors que la distance au compteur est inférieure à 1m.

¹⁶ NEBEF : Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, le mécanisme NEBEF permet aux opérateurs de valoriser l'énergie effacée sur les marchés de l'énergie.

de protocoles sont alors primordiales afin d'assurer une bonne transmission des ordres d'activation entre la plateforme et les différents actifs raccordés à celle-ci.

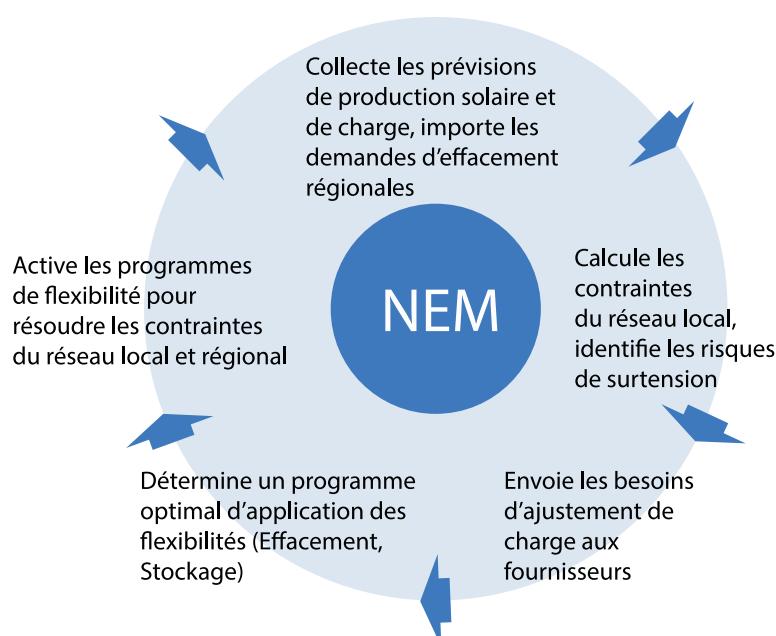
GE Grid Solutions a mis en place dans plusieurs projets (Nice Grid, RéFLexE ou encore Smart Grid Vendée) une plateforme d'agrégation. Celle-ci a pour but de réaliser une optimisation technico-économique des différentes formes de flexibilité disponibles. Les objectifs de la plateforme peuvent être orientés distributeur ou agrégateur. Globalement les fonctions clés d'une plateforme de ce type sont :

- la gestion des ressources distribuées (consommation, stockage, EnR) qui comprend les fonctions de gestion de communication avec les ressources, tout en observant leurs contraintes modélisées, ainsi que les fonctions de contrôle et suivi du réalisé ;
- une interface Marché qui comprend les fonctions d'optimisation et d'agrégation des ressources en vue de leur valorisation sur les marchés d'électricité en France ;
- une interface prévisions qui comprend les fonctions de prise en compte des prévisions EnR, de l'état de charge des batteries, des courbes de charge de référence des sites...

Exemple de plateforme d'agrégation : le Network Energy Manager mis en place dans Nice Grid

Le Network Energy Manager (NEM) de Nice Grid est une plateforme permettant d'optimiser l'activation des différentes flexibilités à partir de critères techniques (résolution de contraintes réseau) et/ou économiques (selon les cours sur les marchés). Suivant les conditions d'opération du réseau (prévisions solaires et de consommation), le NEM identifie les contraintes réseaux la veille pour le lendemain. Il informe les différents agrégateurs sur le besoin. Puis, il compile leurs offres et active les flexibilités optimales suivant un planning horaire.

Nice Grid : « *Par exemple, en cas de surproduction photovoltaïque l'été, il s'agit de stocker l'électricité dans les batteries ou d'activer à distance le chauffe-eau des clients volontaires. A l'inverse, lors des pointes de consommation l'hiver, il s'agit de baisser à distance le niveau de confort du chauffage ou de décharger des batteries à un ou plusieurs niveaux du réseau pour injecter de l'électricité sur le réseau.* »



D-I-2c Quel potentiel de flexibilité est généré dans le cadre des projets ?



☞ L'effacement industriel/tertiaire : un gisement important mais à étudier au cas par cas

La valeur de la flexibilité apportée par l'effacement industriel dépend des process (pour l'industrie) et des équipements (pour le tertiaire). Par exemple, selon RéFlexE, les pompes à chaleur (PAC) réversibles des bâtiments à usage de bureau peuvent être très flexibles (10% à 30% de la puissance appelée) comme les process de l'eau (jusqu'à 95% de la puissance appelée). Cette flexibilité est néanmoins variable : les pompes à chaleur sont sujettes aux variations de la température extérieure et chaque process a ses propres règles de fonctionnement.

RéFlexE : « *Pour les sites industriels, cela est beaucoup plus compliqué. Chaque métier, chaque process doit être spécifiquement étudié.* »

Dans ce domaine, les solutions de communication apportent une marge de progression. RéFlexE indique ainsi que le pilotage d'autres équipements que les PAC permet d'augmenter jusqu'à 10% le potentiel de flexibilité d'un site dès lors que ces équipements sont communicants.

Sur une activation hivernale entre 18 h et 20 h, la dizaine de sites tertiaires participants à l'expérimentation Nice Grid (Carros – 12 000 habitants) ont permis d'effacer 240 kW en moyenne par jour. La moyenne du gisement total (comprenant 180 participants résidentiels, les batteries réseau, et les 10 tertiaires) est de 400 kW, ce qui correspond à environ 2% de la puissance moyenne soutirée au poste source de la ville (20 MW) sur cette plage horaire.

Il est à noter par ailleurs que l'ADEME publiera en fin d'année 2017, une étude sur le potentiel d'effacement dans l'industrie et le tertiaire. Cette étude visera à préciser le potentiel secteur par secteur ainsi que les freins et leviers permettant d'exploiter ce gisement au maximum.

☞ L'effacement résidentiel ou diffus : un levier de flexibilité plus difficile à mobiliser

La valeur de la flexibilité apportée par l'effacement diffus dépend de la température (thermosensibilité due à l'utilisation de chauffage électrique) et de la capacité disponible par client (puissance utilisée).

Smart Electric Lyon : « *La réduction de la puissance appelée suite à l'apparition d'un effacement s'échelonne de 5 à 30% ; ce pourcentage est directement lié au ratio des usages effaçables, principalement le chauffage par rapport à l'ensemble.* »

Chaque client résidentiel représente entre 1 kW et 3 kW selon Modelec et Smart Electric Lyon¹⁷ :

- Modelec a étudié un panel de plus de 500 consommateurs, répartis sur toute la France, et ayant comme caractéristique commune un système de chauffage principal électrique. La méthode utilisée pour évaluer le potentiel de flexibilité reprend les définitions des règles du mécanisme de capacité. Les valeurs les plus élevées sont relevées en se plaçant aux jours de température extrême pour que le potentiel de flexibilité corresponde à la valeur de la défaillance du système électrique français ;
- pour Smart Electric Lyon, l'analyse porte sur une cinquantaine de ménages pour lesquels les données étaient exploitables sur l'hiver 2014-2015, un panel non représentatif puisque constitué de clients ayant une sensibilité aux questions d'économie de l'énergie et vivant principalement en appartement dans la région lyonnaise. Ce projet évalue d'abord la consommation d'un panel témoin (n'effectuant pas d'effacement) puis la compare à celle des expérimentateurs pour en déduire un potentiel réel d'effacement observé lors de la campagne de test.

¹⁷ Des précautions sur la typologie des clients étudiés subsistent, les résultats de Smart Electric Lyon sont donc difficilement généralisables.

L'agrégation des petites puissances d'effacement diffuses peut apporter de la flexibilité au réseau s'il existe un dispositif de pilotage de l'ensemble des sites dans une logique d'optimisation des potentiels de flexibilité du réseau. Si le potentiel technique existe bien, il nécessite le déploiement de moyens de pilotage dans chaque foyer, selon le type d'effacement (tarifaire ou non), dont le coût est à mesurer au vu des gains escomptés.

Modelec : « *L'effacement diffus, analysé sur un site unique, ne contribue pas de façon sensible à l'équilibre du système. L'intérêt n'est manifeste qu'une fois un ensemble de sites agrégés* ».

Il faut également souligner que, pour accentuer les effets des ordres d'effacement ou des changements de tarifs, certains consommateurs adaptent leurs projets d'aménagement ou d'équipement (pour les ménages plutôt aisés), et dans une moindre mesure leurs usages quotidiens pour les décaler en dehors d'une période d'effacement ou de tarif de pointe (on parle bien ici de pratique de déplacement de consommation, qui peuvent intervenir en plus de logiques de réduction globale de la consommation). Dans Smart Electric Lyon, un effacement « manuel » effectué par les consommateurs est même constaté pour bénéficier de l'effacement même lorsqu'un problème technique empêche son déclenchement automatique.

Pour Nice Grid, en hiver l'agrégeateur n'a pu mobiliser en moyenne que 1% de la puissance appelée par les ménages participant sur la zone du démonstrateur. En été, la réponse des particuliers aux sollicitations de flexibilité est plus significative. Il s'agit d'une flexibilité à la hausse lors des pics de production solaire locale¹⁸, entre 12 h et 16 h, permettant d'activer 5% de la puissance des ménages participants, en majorité via l'activation des ballons d'eau chaude.

¹⁸ Flexibilité à la hausse dans Nice Grid : incitation à consommer entre 12 h et 16 h pendant l'été



D-I-2d Quelles quantifications des effets de bord sont observés lors des expérimentations d'effacement (effet report, effet rebond) ?



L'effacement correspond à la diminution temporaire de la consommation d'un site consommateur ou d'un ensemble de consommateurs. Il peut engendrer des effets de bord qui correspondent à une déformation de la courbe de charge à la suite de la période d'activation de l'effacement. Pour valider un effacement et étudier précisément ces effets de bord, une des premières difficultés est de définir la situation de référence, ie ce qui se serait passé si l'effacement n'avait pas eu lieu. Pour ce faire certains projets retiennent une approche basée sur un groupe témoin, ayant les mêmes caractéristiques que le groupe sur lequel est réalisé l'effacement. C'est le cas par exemple de GreenLys et Smart Electric Lyon. D'autres projets comme Modelec préfèrent une méthode basée sur une comparaison des consommations avant et après effacement. D'autres méthodes basées sur des historiques de consommation par exemple existent aussi.

☞ Quels sont les effets de bord liés à un effacement ?

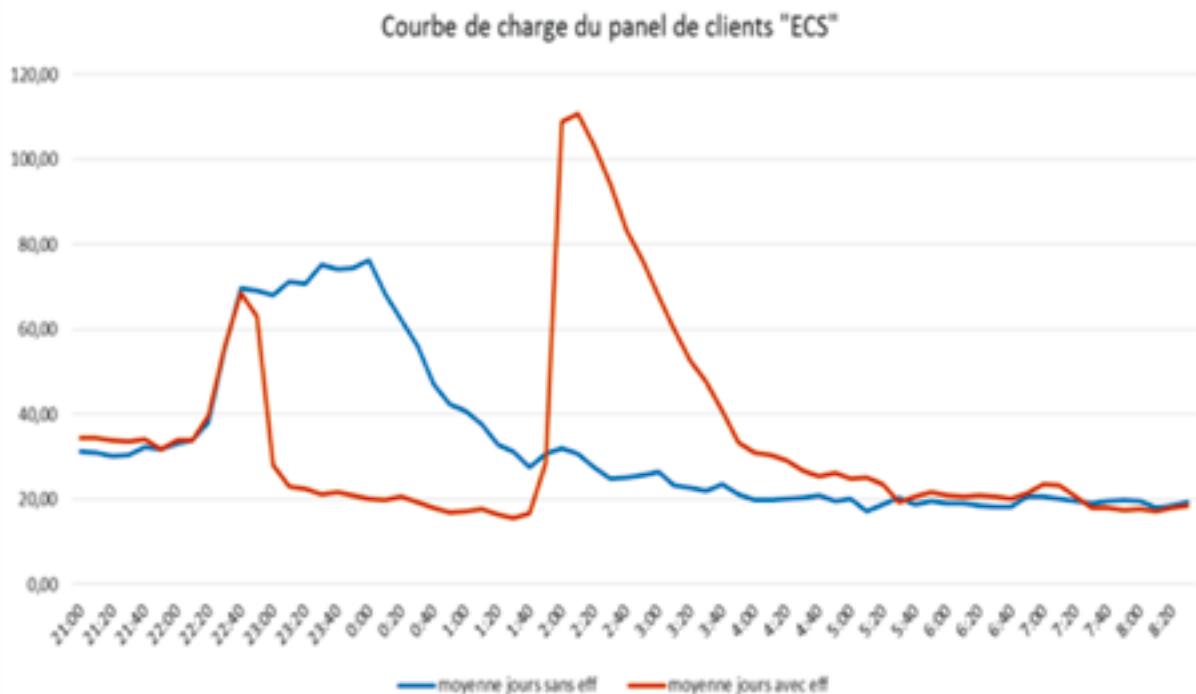
- effet rebond : il s'agit de l'augmentation de puissance appelée à l'issue de l'opération d'effacement, liée à la remise en fonctionnement des équipements effacés, par rapport à la situation sans effacement. Il se concentre sur les minutes qui suivent l'effacement (dans le cadre des démonstrateurs, on considère en général les 30 minutes suivant l'effacement). **Dans le secteur résidentiel**, sans dispositif de contrôle de la reprise de consommation suite à l'effacement, la puissance appelée après l'effacement peut-être 50% supérieure à puissance initialement prévue (ou constatée sur les sites témoins) ;
- effet report : une partie de la consommation effacée est reportée après l'effacement. Ceci est lié à un « rattrapage » de l'usage considéré pour compenser les conséquences de l'effacement (retour à la température de consigne par exemple). Selon les configurations et les usages considérés, il peut durer plusieurs heures après l'effacement. Le report peut s'échelonner sur une période allant jusqu'à 24h. Il est cependant difficilement mesurable au-delà de quelques heures, se mêlant aux nouvelles consommations ou à la pratique de nouveaux effacements ;

Dans le secteur résidentiel, entre 40 et 70% de l'énergie de chauffage effacée sont reportés dans les premières heures qui suivent l'effacement. Le report total, au-delà de 24 h, peut atteindre en théorie 100% mais reste difficilement mesurable. Sur l'effacement du ballon d'eau chaude sanitaire, l'effet report est généralement de 100%.

☞ Ces effets de bord sont différents selon l'usage considéré

Pour le chauffe-eau électrique : Modelec mesure un report de 100% dans les 3 heures qui suivent l'effacement. Un effet rebond est mesuré dès la fin de l'effacement. Il est dû à la resynchronisation des appareils à l'issue de l'opération d'effacement.

Modelec : « *L'effacement illustré ci-après a été réalisé sur les ballons d'eau chaude du parc Modelec, entre 22h30 et 1h30, il montre un report aux alentours de 100%* ».



Pour le chauffage : Modelec mesure un report de 70% sur les quelques heures suivant l'effacement. Un effacement sans perte de confort implique en théorie un report de 100% de la consommation.

Modelec : « Pour que le niveau de confort reste identique sur le chauffage, un report aux alentours de 100% est observé, les taux de report inférieurs correspondant à des situations de perte relative de confort chez le client ».

GreenLys apporte d'autres résultats basés sur ses deux méthodes de quantification du volume d'énergie réellement effacée. Le projet caractérise le rebond et le report d'effacement résidentiels sur le chauffage dans les zones d'expérimentation (impliquant une baisse de 0,2°C en moyenne sur une heure).

GreenLys : « Le rebond : une surconsommation en puissance de 50% dans les minutes qui suivent l'effacement liée à la remise en marche de façon simultanée des convecteurs du logement à la fin de l'effacement. Il est maîtrisable avec des stratégies de reprise adaptées ».

« Le report : une surconsommation en énergie comprise entre 40 et 60 % immédiatement après l'effacement et jusqu'à 95% après 24 h. Ce phénomène est lié au besoin de compenser l'arrêt de l'apport thermique par les convecteurs du logement pendant la durée de l'effacement ».

Smart Electric Lyon obtient un report moyen de 57% sur les 22 h¹⁹ suivant l'effacement, par rapport à un groupe de clients de contrôle (qui ne subit pas d'effacement).

☞ Stratégie de reprise de consommation diminuant l'impact des rebonds

Les effets rebonds peuvent avoir un impact important sur le réseau local si, par exemple, les effacements sont trop synchronisés. Il est possible d'en limiter l'impact par des stratégies de reprise adéquates. L'étude du rebond a fait l'objet d'une analyse très poussée dans le projet GreenLys. Le projet a testé un portail d'échanges entre l'opérateur d'effacement et le gestionnaire de réseaux, afin de mettre en œuvre des effacements n'ayant pas d'effets négatifs sur le réseau de distribution.

¹⁹ Précision du porteur de projet : le report peut-être plus long que les 22 h estimées ici. Cependant, à plusieurs reprises des jours de pointe se suivent, il nous a semblé logique de ne faire une estimation du report de consommation qu'entre le jour de pointe à 20h (fin de l'effacement) et le lendemain du jour de pointe à 18h (début du nouvel effacement).

☞ La flexibilité en milieu industriel et dans le tertiaire

RéFLexE indique qu'il est plus facile de maîtriser le report (qui approche les 100% dans le cadre de l'industrie) par un lissage sur une longue période lorsque la flexibilité ne correspond pas à un arrêt brutal des systèmes. Le lissage est permis par des variations dans les régimes des machines, par exemple : 2 heures de flexibilité, 2 heures à régime normal puis 2 heures de récupération de la flexibilité.

RéFLexE : « *Malheureusement, beaucoup d'exemples sont basés sur une flexibilité brutale : arrêt du système [...]. La conséquence immédiate d'une telle gestion est un effet rebond à la puissance maximale du système juste après la reprise. Nous avons mis en œuvre des modes plus doux ou combinés (agrégation) qui ont montré que nous maîtrisons le report* ».

Le projet RéFLexE met ainsi en avant la notion de flexibilité dans le tertiaire et l'industrie, et non seulement l'effacement. Le terme « effacement » peut d'ailleurs faire peur, il faut davantage parler de flexibilité de la consommation afin de le dissocier du phénomène de rupture de production et d'une éventuelle baisse de rendement productif.

Le projet souligne enfin que les craintes des rebonds en puissance dus à la reprise des systèmes suite à la période de mise en œuvre de la flexibilité ne sont pas toujours justifiées. En effet, lorsque le système est à la puissance maximale avant effacement, il ne pourra pas dépasser cette puissance après.

RéFLexE : « *En effet en cas de flexibilité pour une pointe de la demande lors d'une période de grand froid par exemple, l'installation tourne à pleine puissance avant la période de flexibilité. En conséquence au moment de la reprise, la puissance ne pourra pas être plus forte* ».

D-I-2e Quel est impact des expérimentations d'effacement en termes d'économie d'énergie et sur le confort ?



☞ L'effacement n'est pas intrinsèquement génératrice d'économie d'énergie

D'un point de vue physique, l'énergie effacée pour le chauffage est nécessairement consommée plus tard pour revenir à la température de consigne.

Modelec : « *L'objectif premier de l'effacement diffus n'est pas de générer une économie d'énergie mais de lisser les pointes de consommation, en favorisant le report des consommations sur des périodes plus favorables du point de vue de l'équilibre du réseau* ».

Toutefois, cette énergie n'est en général pas intégralement reportée : l'économie d'énergie constatée peut avoir plusieurs origines (moins de gaspillage ; meilleur bénéfice des apports solaires ou des apports externes ; légère baisse de température). Pour qu'il puisse devenir un vecteur d'efficacité énergétique, l'effacement doit être piloté dans cet objectif et/ou associé à une offre visant la maîtrise de la demande en énergie.

GreenLys : « *L'effacement n'est pas une solution d'économie d'énergie : le report de l'énergie est supérieur à 95% dans les 24 h suivant l'effacement.* » pour le tertiaire et « *jusqu'à 95% après 24 h* » pour le résidentiel ».

☞ L'effacement du chauffage induit une légère baisse de la température dont l'amplitude peut être contrôlée

Selon Modelec, l'effacement ne peut être à l'origine d'économie d'énergie que dans le cas où le consommateur consent à une perte de confort, fût-elle faible. Le projet relève par ailleurs une relation linéaire entre la durée d'effacement sur l'usage de chauffage et la température intérieure dans les proportions suivantes : 2 h d'effacement impliquent une baisse de 1°C. Le même constat est relevé dans Smart Electric Lyon. GreenLys expérimente plusieurs modes d'effacement dont la perte de confort reste faible et contrôlée : en jouant sur la température de consigne, le protocole garantit de ne pas la réduire de plus de 1°C. En procédant ainsi, sur 1 h d'effacement, la température réelle est réduite de l'ordre de 0,2°C dans le secteur résidentiel et de 0,5°C dans le tertiaire.

☞ Forte acceptabilité des clients liée à l'effacement

Globalement la perte de confort est peu ressentie, et le comportement des ménages dans les projets Modelec, GreenLys, Nice Grid montre un faible taux de dérogation²⁰ : les consommateurs rallument peu leurs appareils durant l'ordre d'effacement. Ils sont en effet moins de 5% en moyenne à arrêter un ordre d'effacement en cours, ou à l'annuler en amont. Ce taux est même plus proche de 2% pour les hivers doux.

Le fait de prévenir les clients en amont des effacements a plutôt tendance à faire baisser le taux de dérogation mais aussi à inscrire dans le temps son acceptabilité.

Smart Electric Lyon : « [...] il a été montré que prévenir les clients avant que les effacements n'aient lieu permettaient d'endiguer la dérogation, et surtout à plus long terme la déconnexion des box par les clients, qui rend impossible la coupure à distance des appareils par l'opérateur ».

²⁰ Le taux de dérogation caractérise le pourcentage des effacements avortés par les personnes sollicitées sur la totalité des effacements requis.



De nombreux témoignages attestent par ailleurs ne pas avoir ressenti d'inconfort durant les effacements. Le sentiment d'appartenir à un collectif de personnes ou d'entreprises soutient la démarche ; les expérimentateurs apprécient participer collectivement à une initiative dont les effets sur l'environnement et la collectivité sont positifs. Ces bénéfices s'ajoutent à ceux sur la facture qui restent encore incertains à moyen terme.

Nice Grid : « *Les participants trouvent l'expérience intéressante, peu contraignante et positive. Deux motivations se dégagent :*

- *une meilleure maîtrise de sa consommation d'énergie et un prix de l'électricité équivalant aux heures creuses pendant les heures solaires ;*
- *un souhait d'agir en faveur de l'environnement et d'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement du réseau.*

L'opportunité financière cohabite ainsi avec le souhait de participer à un effort collectif et de faire un geste citoyen ».

☞ **L'effacement est très bien accepté par les ménages dès lors qu'il s'accompagne de service de gestion de consommation**

Dans le résidentiel, comme dans le tertiaire décrit par la suite, la flexibilité doit s'inscrire plus globalement dans des services liés à la maîtrise de l'énergie pour pleinement obtenir l'adhésion à une offre d'effacement :

Modelec : « *Les utilisateurs du dispositif acceptent très largement l'effacement dès lors qu'il s'insère dans un dispositif multi-services, permettant de renforcer leurs connaissances sur leur propre consommation d'énergie et d'optimiser ainsi leur consommation et leur confort.*

Smart Electric Lyon : « *L'étude sociologique a montré que l'acceptabilité de l'effacement est grande à condition que le client trouve dans le projet une très grande utilité en termes de service de gestion de consommation. Dans les quelques cas où les services n'étaient pas utilisables ou que le client ne trouvait pas l'utilité escomptée, l'effacement est apparu davantage comme une nuisance.*

☞ **Zoom sur le tertiaire**

La mise en place de solution de pilotage et de flexibilité, implique nécessairement d'étudier en premier lieu les systèmes existants. Ce premier travail permet systématiquement une première optimisation dont découle des économies d'énergie importantes et durables. C'est aussi souvent une attente forte de la part des clients.

Smart Electric Lyon : « *L'enseignement principal qui ressort de Smart Electric Lyon sur ce marché est une attente des clients pour bénéficier d'un accompagnement énergétique afin d'optimiser leurs usages électriques. Une fois les actions MDE les plus significatives mises en place, les clients deviennent réceptifs aux actions visant à optimiser leur courbe de charge via des effacements.*

La tolérance à la baisse de confort est différente dans le secteur tertiaire, en lien avec le respect des conditions de travail. Dans RéFLexE, la plupart des flexibilités testées varient entre 30 mn et 2 h, avec quelques cas à 4 h. Le niveau de changement de confort perçu s'est révélé proportionnel à l'intensité du test (durée, niveau de baisse de la température de consigne). Les différents résultats obtenus montrent une cohérence systématique entre le ressenti des individus et l'introduction d'un changement lié à la flexibilité dans leurs conditions de confort. Parallèlement, le recueil de données qualitatives a mis en évidence que les disparités dans les niveaux d'inconfort perçus au moment des tests peuvent s'expliquer par des conditions matérielles ou situationnelles inégales au départ.²¹

Enfin, toujours selon RéFLexE, un effacement assez « rare » (autour de 20 fois par an) est plus difficilement compris par les occupants des bureaux, car tout de même ressenti comme assez fréquent, qu'un effacement exceptionnel (plutôt autour de 2 fois par an) qui est davantage perçu comme une situation légitime de secours au système électrique. Le message et l'accompagnement lors de la mise en œuvre de la flexibilité sont donc très importants.

²¹ « Flexibilité de la puissance électrique au sein de bâtiments de bureaux : l'acceptabilité sociale en question », <http://www.ademe.fr/flexibilite-puissance-electrique-sein-batiments-bureaux-lacceptabilite-sociale-question>

D-II Thématique 2

Faciliter l'insertion de la production renouvelable décentralisée

D-II-1 Evolution des outils réseau et échange d'informations sur la production décentralisée

D-II-1a Pourquoi ces questions ?

Un objectif fondamental des smart grids est de faciliter l'insertion des productions renouvelables décentralisées et variables sur le réseau électrique. Concrètement, il s'agit de permettre aux gestionnaires de réseaux :

- au niveau national, de synchroniser au mieux l'offre et la demande malgré la dépendance forte du niveau de production aux conditions météos et une flexibilité pour l'instant faible de la demande ;
- au niveau plus local, de mieux connaître et gérer les flux d'électricité potentiellement remontants, pour rester dans les plages d'utilisation du réseau réglementaires (puissance, tension) et conserver une bonne qualité de service pour le client final, tout en limitant les renforcements.

Ainsi, différents matériels smart grids sont mis en œuvre dans l'optique du développement de nouveaux modes de gestion des réseaux afin de permettre l'augmentation de la puissance EnR installable.

L'insertion des EnR passe aussi par un meilleur échange d'informations entre producteurs et gestionnaires de réseaux. En effet, avec l'augmentation de la production d'électricité renouvelable, la nécessité d'avoir des échanges d'informations entre le GRD²² et le producteur va croître pour améliorer la connaissance en temps réel du réseau et palier les déconnexions (en cas d'incident grave). Plus ces échanges sont fins, c'est-à-dire contenant de nombreuses données quantitatives (Puissance active, réactive, tension, courant, et pas seulement de l'information on/off), meilleure est l'insertion des EnR.

²² GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution



D-II-1b Quels sont les développements réalisés par les gestionnaires de réseaux pour faciliter l'insertion de production décentralisée ?



Dans les projets de démonstration, les moyens d'une régulation plus fine du réseau sont mis en œuvre. La régulation passe d'un mode de gestion statique à une prise en charge dynamique afin de permettre un dimensionnement plus optimisé qui se rapproche des limites physiques des réseaux de distribution. Différentes innovations et solutions ont pu être mises en place, facilitant ainsi l'insertion des énergies renouvelables. Aucun chiffrage précis de l'évolution de la production raccordée n'est cependant possible à l'heure actuelle.

☞ L'innovation peut passer par de nouveaux systèmes d'information

Différentes solutions ont été mises en œuvre pour favoriser l'insertion des EnR sur le réseau de distribution. On peut citer ces deux solutions testées dans le cadre de Venteea :

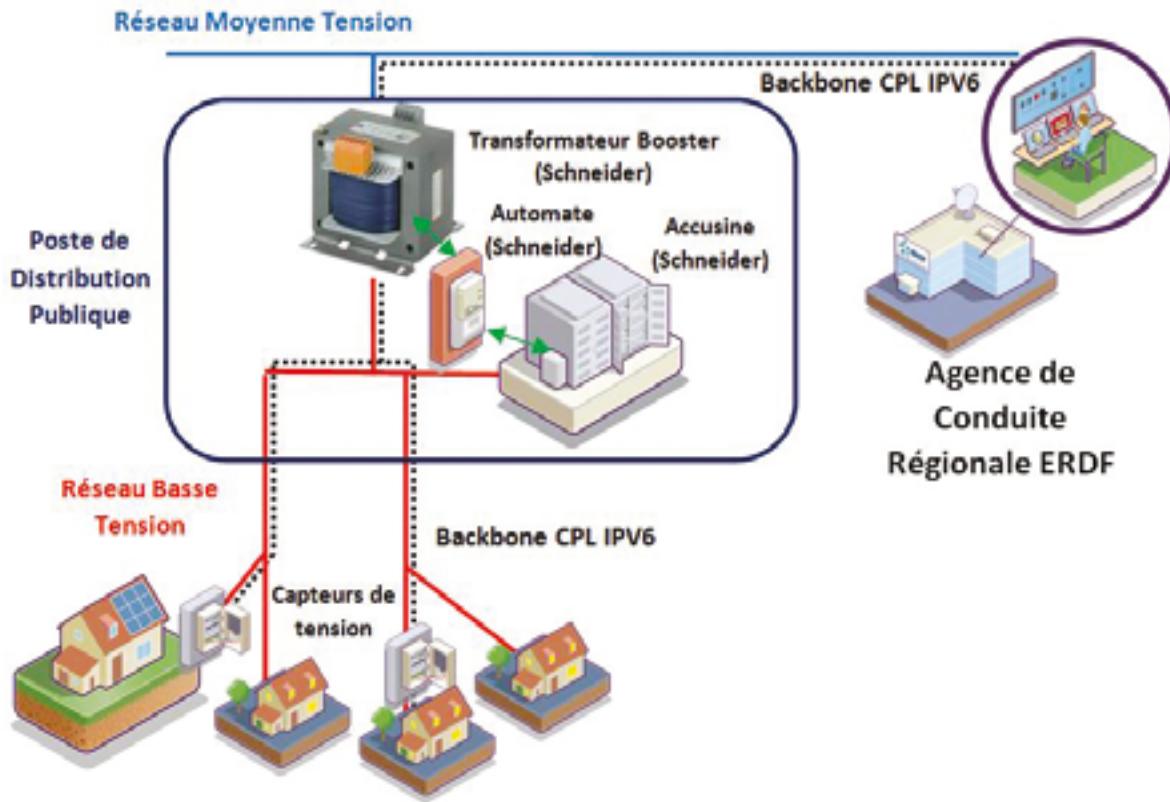
- **l'amélioration de l'observabilité du réseau** : grâce à des nouveaux moyens de mesure de tension répartis stratégiquement sur le réseau et des estimations de l'état du réseau HTA plus précises ;
- **l'évolution de la régulation de tension** : avec la conception et l'installation de transformateurs réglageurs en charge (qui permettent d'ajuster le rapport de transformation afin de réguler la tension) au poste source (poste de transformation HTB/HTA) et dans les postes de distribution (postes de transformation HTA/BT), et la mise en œuvre d'un dispositif d'échange d'informations d'exploitation nouvelle génération entre le distributeur et le producteur EnR (e-DEIE).

Les systèmes d'information permettent d'adapter le rapport de transformation du poste source ou du poste de distribution (par exemple à l'échelle d'un quartier résidentiel), ils peuvent aussi adapter directement la commande des productions renouvelables à la variabilité de la tension mesurée sur le réseau.

Venteea : « *La nouvelle régulation de tension testée dans Venteea est dynamique et devrait permettre de s'adapter à la variabilité de la production éolienne raccordée au réseau* ».

GreenLys et Nice Grid mettent également en œuvre des transformateurs réglageurs en charge. Dans le premier cas, il est associé à une solution de régulation de tension dynamique (par consommation ou injection de réactif) et des capteurs de tension. Dans le second cas, il s'agit d'un transformateur « solaire », qui adapte automatiquement son rapport de transformation à l'ensoleillement mesuré par un capteur d'ensoleillement au niveau du poste de distribution. Ce dispositif permet de réduire les pertes par rapport au recours au réactif.

GreenLys : schéma explicatif de la solution de régulation de tension AccuSine et transformateur Booster :



☞ **Adapter de manière dynamique les capacités de transit des lignes électriques : le Dynamic Line Rating**

Des travaux sur le Dynamic Line Rating (DLR), ou estimation dynamique des capacités de transit des lignes électriques, ont été menés dans le cadre du projet Venteea (études sur le réseau de distribution) et dans le cadre du projet Postes Intelligents (tests sur le réseau de transport).

Une des techniques de DLR consiste à prendre en compte (en temps réel ou à l'aide de prévision) la vitesse du vent dans les zones considérées. Ce vent refroidissant les lignes, la flèche de celle-ci étant plus faible, il est alors possible d'augmenter les capacités maximum des lignes et faire donc transiter plus de production éolienne sur le réseau. Ainsi le DLR permet donc d'insérer plus d'énergies renouvelables sur le réseau de manière dynamique.



D-II-1c Comment les technologies déployées ont-elles permis d'améliorer les échanges d'informations entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux ?



Le producteur peut communiquer et rendre des services aux gestionnaires de réseaux à travers différents outils ou intermédiaires.

☞ Les échanges directs entre producteurs et GRD

Les producteurs et le GRD²³ peuvent être directement en contact via l'installation, chez le producteur, d'un DEIE²⁴ et/ou l'installation d'une interface de communication entre les SCADA²⁵ des producteurs et du gestionnaire de réseaux. Venteea a développé un e-DEIE : ce nouveau dispositif est une interface logicielle sur laquelle il sera possible d'intégrer les nouvelles procédures de pilotage au fur et à mesure de leur mise en œuvre.

Venteea : « *Le Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation se propose d'élargir techniquement les possibilités d'échange et envisager des solutions de pilotage / écrêtement de la production* ».

Un e-DEIE est aussi testé dans Smart Grid Vendée dans le but de réceptionner et transmettre des données et des ordres de commande à distance et en temps réel (exemples de données : pourcentage de puissance disponible du parc de production, vitesse de vent, puissances actives et réactives instantanées). Il permettra au gestionnaire de réseaux d'avoir une meilleure connaissance des installations de production raccordées sur son réseau et de leur envoyer plus facilement des ordres dans le cas de situations critiques pour le réseau ou dans le cadre d'un contrat établis avec le producteur.

D'autres types d'outils peuvent être mis en place, comme c'est le cas dans Smart Grid Vendée avec par exemple, la mise en place d'un outil de planification des travaux. Celui permettra de faciliter la concertation entre producteur et gestionnaire de réseaux sur la date des travaux.

☞ Les échanges via un intermédiaire : l'agrégateur

Un agrégateur peut aussi apparaître comme intermédiaire pour gérer plusieurs sources de production, ou de flexibilité afin d'optimiser leur gestion. L'agrégateur remonte aussi des informations de consommation et de production dont il a la charge au gestionnaire de réseaux. Ce dernier peut notamment utiliser les capacités de production / consommation de son portefeuille :

- **pour optimiser le plan de tension en recevant des ordres du gestionnaire de réseaux.**
Par exemple, dans RéFlexE, ce rôle d'intermédiaire est assuré pour un portefeuille d'actifs de consommation et de production. Des systèmes de commande à distance sont installés chez les clients et permettent, avec le pilotage instantané d'un système de stockage, la gestion en temps réel des différents moyens de flexibilité ;
RéFlexE : « *Le projet RéFlexE a permis de définir avec précision le rôle d'un agrégateur, seul intermédiaire d'échange d'information entre le réseau, les producteurs/stockeurs et les consommateurs* ».
- **pour participer à l'équilibre offre/demande national et/ou local** en se rapprochant du temps réel et en se dotant d'autres dispositifs de flexibilité (ex : stockage).
L'agrégateur pourrait s'ouvrir à de nouveaux services rémunérés sur les marchés (mécanismes d'ajustement ou de capacité) et se mettre au service des fournisseurs (réduction de l'obligation de capacité ou optimisation de portefeuilles).

Des plateformes d'agrégation comme celle développée par GE peuvent répondre aux besoins de l'agrégeur.

²³ GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

²⁴ DEIE : Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation

²⁵ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) : système de télégestion utilisé par les producteurs EnR et les gestionnaires de réseaux pour traiter en temps réel un grand nombre de téléméasures et contrôler à distance leurs installations.

D-II-2 Pilotage, prévision et stockage des EnR

Le développement des EnR implique un besoin accru de flexibilité sur le réseau. Cette flexibilité peut être apportée par le pilotage de la demande (cf. partie D-I-2b) ou par le pilotage de la production.

Le pilotage de la production EnR peut devenir un levier d'action pour saisir l'objectif de faciliter l'insertion des productions EnR dans le mix électrique. Cette solution peut apporter des bénéfices en termes de dimensionnement réseau (raccordement à moindre coût, report de renforcement réseau), de gestion de contraintes locales « ponctuelles » ou sur les questions d'équilibre offre demande (local ou national).

Il existe différents types de pilotage permettant une meilleure insertion des EnR sur le réseau, on peut citer par exemple :

- la gestion fine de la puissance active (pour une meilleure gestion du plan de tension) ;
- les écrêtements de puissance.

L'écrêtement de puissance peut permettre de raccorder de nouveaux sites de productions sur la même portion de réseau sans redimensionner les infrastructures ; ou de permettre le raccordement de nouveaux sites de production de manière anticipée, avant la fin des travaux d'infrastructure nécessaires.

A terme, d'autres commandes pourraient voir le jour dans le but de réaliser des services systèmes en fréquence. Ces dernières évolutions participent notamment à la préparation de l'évolution des Grid Codes à venir.

Une meilleure intégration des EnR sur le réseau passe aussi par l'amélioration des méthodes de prévision des productions et consommations.

Cette amélioration facilite la gestion fine des réseaux. Elle permet d'optimiser l'adaptation des niveaux de consommation et d'améliorer à terme la rentabilité des EnR grâce à une meilleure valorisation des productions sur le marché de l'énergie. C'est aussi profitable au gestionnaire de réseau de distribution, avec une évolution des prévisions à la maille locale, permettant de privilégier une consommation à proximité des lieux de production. Sur ce thème, les progrès en matière de réduction de l'erreur de prévision représentent un enjeu majeur pour anticiper les impacts de la variabilité des productions renouvelables.

Enfin, le stockage, autre brique des smart grids, est un outil multiservice qui peut, dans la limite de sa puissance maximale et de l'énergie qu'il peut emmagasiner, contribuer à apporter des services au réseau et permettre l'optimisation du pilotage des EnR [10]²⁶.

²⁶ « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies » : <http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-dennergies>



D-II-2a Quels sont les bénéfices apportés par le pilotage de production ?



☞ L'écrêtage dynamique présente un véritable intérêt pour résoudre les contraintes locales sur le réseau

L'écrêtage est une solution efficace qui n'implique pas de réelle difficulté technique. Cela peut prendre deux formes : l'écrêtage statique et l'écrêtage dynamique. Le projet IPERD définit l'écrêtage statique par des périodes et une puissance d'écrêtage inscrites dans une convention de raccordement : cela correspond à définir une limite de puissance d'injection. L'écrêtage dynamique quant à lui permet l'activation de la solution de manière à l'adapter à l'état instantané du réseau localement ; il mobilise des périodes et une puissance d'écrêtage inférieures à celles prévues dans la convention de raccordement.

Il ressort ainsi que :

- l'écrêtage statique est compétitif s'il représente une solution temporaire, en attendant la mise en œuvre des travaux de renforcement, ou une solution permanente impliquant l'installation supplémentaire de faibles puissances ;
- l'écrêtage dynamique a une meilleure rentabilité économique que l'écrêtage statique, s'il n'implique pas de discrimination dans le choix des producteurs à effacer.

En effet, le traitement des offres d'écrêtement est une problématique centrale dans la mise en œuvre d'un écrêtage dynamique, il conditionne le caractère non-discriminatoire de la répartition de productions à écrêter parmi les participants : est-ce toujours celui qui porte la contrainte qui est le premier écrêté ?

IPERD : « dès lors que plusieurs sites de productions génèrent conjointement des contraintes sur le réseau, la définition de l'écrêtage à appliquer à chacun semble difficile et sujette à des situations de risque de discrimination entre les différents producteurs ».

Le pilotage des EnR génère néanmoins des pertes dans la vente d'énergie pour les producteurs qui pourraient être compensées par des gains sur les coûts de raccordement par exemple. Dans le cas d'une généralisation du processus, la répartition des gains peut devenir un point névralgique pour garantir le caractère non-discriminatoire de l'écrêtage de certains producteurs par rapport à d'autres. Il s'agit d'évaluer l'intérêt économique du pilotage de production par rapport au renforcement des réseaux de distribution.

Les principaux critères qui affectent la rentabilité de l'écrêtage sont :

- le coût d'achat de l'énergie, et en miroir le coût de l'énergie non valorisée car écrétée ;
- la quantité d'énergie écrêtée, qui est plus avantageuse dans le cas de l'écrêtage dynamique car elle est adaptée aux contraintes locales instantanées du réseau ;
- la durée de la mise en œuvre de l'écrêtage. Selon IPERD, sur des périodes longues (20 ans) la rentabilité de l'écrêtage statique se dégrade beaucoup avec l'augmentation de la quantité totale d'énergie écrétée.

☞ **Le pilotage des unités de production électrique est une solution de flexibilité du réseau à tout niveau, local comme national**

GreenLys : à propos de l'optimisation des productions décentralisées au service de la flexibilité
« Intelligemment pilotées et optimisées, ces ressources pourraient représenter aussi l'opportunité de nouveaux services pour différents acteurs, aussi bien pour le gestionnaire de réseau, que pour l'aggrégateur de flexibilité, ou encore pour le consommateur ».

Il est enfin à noter que le projet REStable, qui débute en 2016, cherchera à développer et tester une centrale virtuelle composée uniquement de centrales EnR (françaises et allemandes) permettant de rendre des services systèmes au réseau. Une voie de plus vers une intégration réussie des EnR sur le réseau.



D-II-2b Quelles sont les évolutions obtenues sur les modèles de prévision de production et de consommation ?



La prévision EnR est aujourd’hui un enjeu majeur, tant pour le gestionnaire de réseau de distribution que pour le producteur. Différentes méthodes existent avec différents maillages spatiaux et temporels. L’enjeu n’est pas uniquement sur la prévision de production, puisqu’à ce jour, il est à noter qu’une part importante de l’erreur de prévision impliquée dans le dimensionnement des réserves est due à une erreur de prévision sur la consommation.

☞ Les modèles de prévision de production EnR

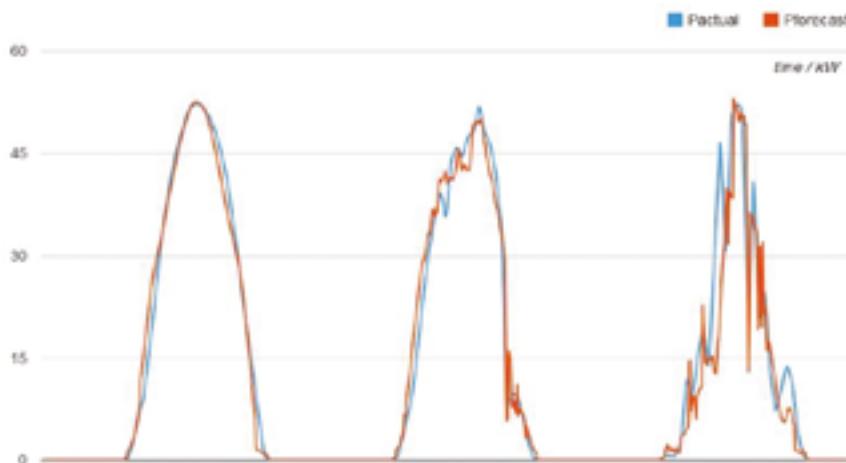
Des enjeux spatio-temporels

- A l’heure actuelle, des modèles de prévisions existent déjà à l’échelle nationale. L’enjeu des projets analysés ici est de développer des modèles de prévision à l’échelle locale pour favoriser l’intégration des EnR **au niveau des postes sources** et une consommation électrique de proximité
Smart Grid Vendée : « *Dans le cadre du Smart Grid Vendée, Enedis a créé des modèles de prévision à l’échelle locale :*

 - *les modèles de prévision de consommation seront à l’échelle du poste source puis la consommation sera répartie sur les départs HTA ;*
 - *les modèles de prévision de production éolienne et photovoltaïque seront à l’échelle du poste de livraison HTA ou HTA/BT ».*

- Les prévisions apportent des contributions différentes à **differentes échelles de temps**. Nice Grid propose des modèles de prévisions intégrés au système de gestion du distributeur et basés sur des prévisions météos datant de 48 h, à un pas de temps de 30 min. GreenLys intègre dans son système des prévisions d’horizon H+72 h (basé sur des calculs sur les données météos) à H+15 min. La mise à jour en quasi-temps réel, c'est-à-dire pour les prochaines minutes, est apportée par la prise en compte des images d'une caméra scrutant l'état de la couverture nuageuse sur 20 km² (dite caméra « fish-eye »). Cette méthode de prévision sans données météo a également été utilisée dans RéFLexE.

GreenLys : « *Les graphes ci-dessous illustrent les résultats obtenus avec une caméra sur trois jours consécutifs, l'un très ensoleillé, les deux suivants présentant des fluctuations importantes de la production. Sur ces courbes, l'horizon temporel choisi est de 15 minutes* ».

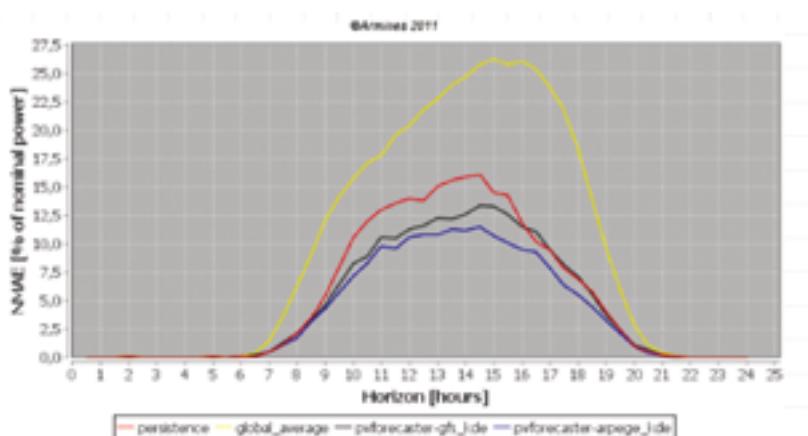


- Les prévisions de ce qui sera injecté sur le réseau à partir d'un parc photovoltaïque donné peuvent être améliorées avec le **foisonnement sur plusieurs sites** d'estimations d'irradiance, basées sur des images satellites donc sans mesure sur site (méthode de la base de données SoDa)²⁷. RéFlexE mesure une erreur de prévision de 2,7% de la puissance crête lorsque 6 sites d'étude sont foisonnés contre au mieux 3,2% sinon. La baisse de la variabilité explique en partie cette constatation.

Differentes méthodes de prévision

Les prévisions historiques, prévisions simples sans modèle mathématique de référence. On peut citer deux exemples : la « persistence » (donnant la valeur de la veille) et la « global_average » (donnant une valeur moyenne au moment considéré sur une longue période).

Nice Grid: comparaison de l'écart moyen en valeur absolue entre prévision et réalisé. Les méthodes « à partir de prévision météos », notées « *pvforecaster-gfs_kde* » et « *pvforecaster-arpège_kde* », sont comparées aux prévisions notées « *persistence* » et « *global_average* ».



Les prévisions statistiques, basées sur des données météos et mesures locales. Une méthode de ce type a été expérimentée dans Smart Grid Vendée avec un modèle de prévision de production EnR construit sur les historiques de données météos sur 3 ans et alimenté ensuite par les données des stations Météo France toutes les 6 heures. Le modèle devrait à terme prendre en compte les données en temps réel de production, vent et rayonnement solaire en local (venant des producteurs, de deux stations météos locales, images au sol et satellite). Pour l'éolien, EnRpool répertorie des erreurs de prévision à l'échelle d'un parc de 10 à 15% à l'horizon de 24 h et de 3 à 5% à l'horizon de 1 h.

Le projet SmartReserve, financé par l'ADEME dans le cadre d'un appel à projets recherche, se base aussi sur des méthodes statistiques complétées par des données réelles pour prévoir la production et également les erreurs de prédition. Les données historiques de prédition météorologique du centre Européen de prédition (ECMWF) et des algorithmes de prédition éprouvés par l'expérience du centre PERSEE (Armines) dans le domaine ont permis une simulation réaliste des erreurs de prédition en n'importe quel point de la France sur un pas de temps horaire pour un horizon allant jusqu'à 24 heures sur 7 années. Ces travaux pourraient être utiles ensuite pour le dimensionnement de la réserve associée à la production renouvelable.

Les prévisions basées sur de l'imagerie satellite ou vidéo instantanée en complément de l'analyse des données météos. L'imagerie satellite a été expérimentée dans RéFlexE pour le solaire, avec des bons résultats en PACA avec une erreur de 3,2% à 3,5% de la puissance crête suivant les sites. Des prévisions solaires basées sur des images vidéos instantanées (sans données météo) sont également testées dans RéFlexE avec le système exploité chez SteadySun. GreenLys utilise le même système, sur un horizon de temps de 30 min, avec des résultats satisfaisants, permettant de compléter des prévisions statistiques et le suivi des données de productions agrégées Linky.

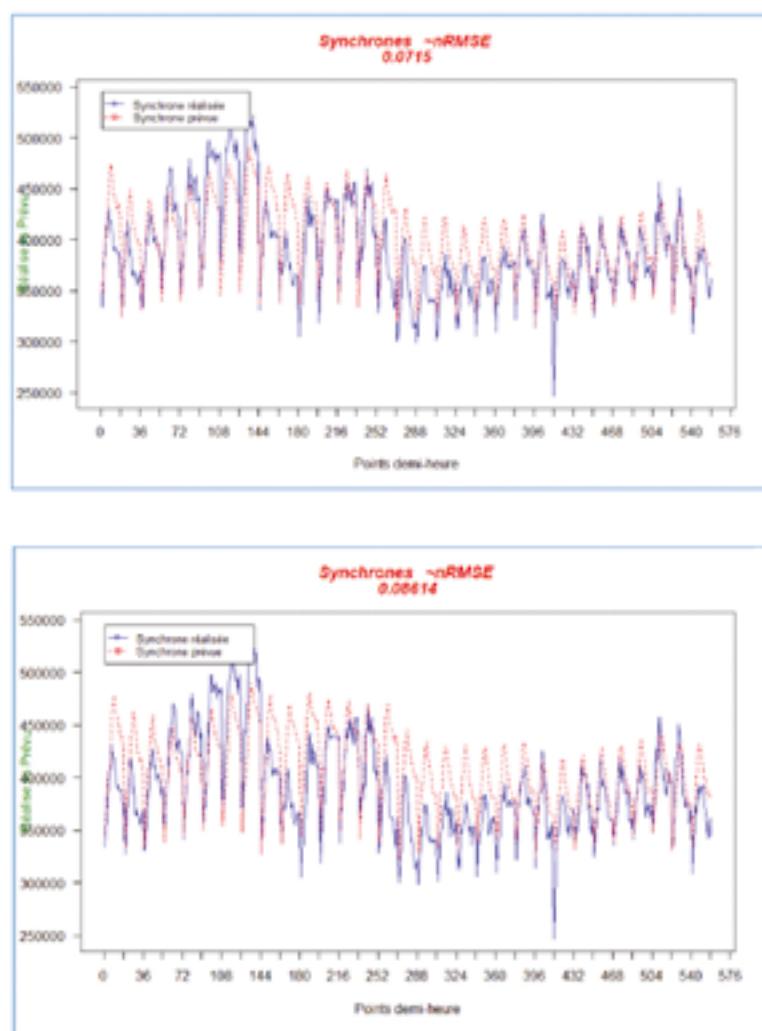
²⁷ SoDa : Solar radiation Data



☞ Les modèles de prévision de consommation

Dans Nice Grid, les prévisions de consommation sont réalisées à partir des historiques de consommation et de température, des courbes de charge reçues la veille (données Linky) et des températures prévues pour le jour prévu qui sont fournies par l'Observatoire statistique d'EDF SA. Ces données doivent être disponibles à 5 h le jour J-1 pour être mises à disposition du NEM²⁸ au moment du lancement de la chaîne de traitement : seules les données de J-3 sont disponibles à ce moment-là. Les prévisions sont donc données à horizon 2 et 3 jours, avec un pas de temps de 30 min, pour des résultats nRMSE ajusté²⁹ respectifs sur août 2015 de 7,2% et 8,6%³⁰.

Nice Grid : courbes de consommation agrégées à horizon 2 jours (graphique de gauche) et 3 jours (graphique de droite), en abscisse les 31 jours du mois d'août 2015 et ordonnée en Watt.



²⁸ NEM : Network Energy Manager

²⁹ Le calcul de l'indicateur nRMSE (normalised Root Mean Square Error) a été ajusté pour correspondre à l'indicateur de performance standard (KPI#10 : sur la plage 9h-17h30) mais sans différencier selon le poste auquel le compteur appartient. La nRMSE « ajusté » ne provient pas du calcul d'une synchrone prévue à partir de l'historique de la synchrone réalisée, elle est reconstruite à partir des prévisions individuelles de 488 compteurs.

³⁰ Les taux inférieurs à 10% sont satisfaisants.

D-II-2c Comment le stockage peut-il faciliter l'insertion des EnR et une meilleure gestion du système ?



Différents types de stockage ont été mis en œuvre. Nice Grid a installé différentes batteries Li/ion à différents niveaux du réseau de distribution, allant du poste source jusqu'à chez le particulier. Venteea a aussi testé différents services sur une batterie Li/ion.

Venteea : « *Le système de stockage, le plus important raccordé au réseau de distribution en France métropolitaine en moyenne tension 2 MW, peut rendre des services aux différents acteurs du système électrique (Transporteur, Distributeur et Producteurs)* ».

☞ Un système de stockage peut apporter des services variés

- Services à destination des gestionnaires de réseaux

Il s'agit d'identifier les caractéristiques d'un stockage adapté à la gestion de réseau et comment cette solution a pu être mise en œuvre dans les projets. Les services ainsi rendus peuvent apporter une valeur pérenne ou être envisagés uniquement sur une durée limitée pour reporter un investissement dans le renforcement du réseau.

- Services pour les producteurs

Le stockage permet de raccorder des productions EnR variables supplémentaires sans modifier structurellement la configuration du réseau. Pour cela, il doit pouvoir participer au lissage des pics de production et au report des pics de consommation. Le stockage, associé à des méthodes de prévisions améliorées, sera probablement un élément favorisant l'insertion des EnR sur le marché.

- Services pour les consommateurs

Le stockage peut être orienté pour garantir un confort de fourniture lorsque les réseaux sont défectueux. Il peut aussi devenir le média de l'autoconsommation ou de l'autoproduction en permettant de privilégier une production électrique de proximité. C'est enfin un outil d'arbitrage économique en devenir, qui pourrait participer à la baisse de la facture d'électricité en permettant au consommateur de choisir l'énergie la moins chère entre celle disponible sur le marché et celle stockée.

	GreenLys	IPERD	Nice Grid	RéFLexE en Zone Non Interconnectée	RéFLexE en Zone Interconnectée	Venteea	Millener
Service orienté transporteur							
Participer au réglage de fréquence via le contrôle de la puissance active			✓	✓		✓	
Résoudre des congestions et reporter les investissements des réseaux de transport			✓			✓	
Service orienté distributeur							
Lisser les pointes de consommation	✓	✓	✓	✓			
Participer à la régulation de tension via le contrôle de la puissance réactive			✓	✓		✓	
Maintenir la qualité de l'onde de tension (niveaux d'harmoniques, déphasages i/u, pics de tension)	✓					✓	
Résoudre des congestions et reporter les investissements des réseaux de distribution	✓	✓			✓	✓	



	Greenlys	IPERD	Nice Grid	RéFlexE en Zone Non Interconnectée	RéFlexE en Zone Interconnectée	Venteea	Millener
Service orienté producteur EnR							
Lisser le profil de production EnR variable (à court terme : stockage avec un rôle de délestage)			✓	✓		✓	
Valoriser les écrétages		✓				✓	
Reporter l'injection			✓	✓		✓	
Offrir une production garantie			✓	✓		✓	
Service orienté consommateur							
Sécuriser en permettant la continuité d'alimentation électrique (Alimentation Sans Interruption / Ilotage)			✓	✓			
Soutenir l'autoconsommation / l'autoproduction			✓		✓		✓
Participer à « l'arbitrage » marché			✓			✓	

☞ **Le choix de la technologie et de son meilleur dimensionnement est fondamental**

Les choix sont faits en fonction des services que le système sera supposé rendre. Il paraît important d'optimiser conjointement le dimensionnement du système de stockage et les stratégies de fonctionnement et de pilotage de celui-ci. En effet, les deux sont intimement liés.

Le vieillissement de la batterie doit aussi rentrer en compte dans ces différents choix. Dans les projets examinés ici, ces réflexions n'ont pas pu être menées de manière approfondie, mais le sujet reste un sujet d'importance pour la suite et les projets en cours.

☞ **La mise en œuvre d'un système de stockage peut viser à éviter ou décaler un renforcement de réseau.**

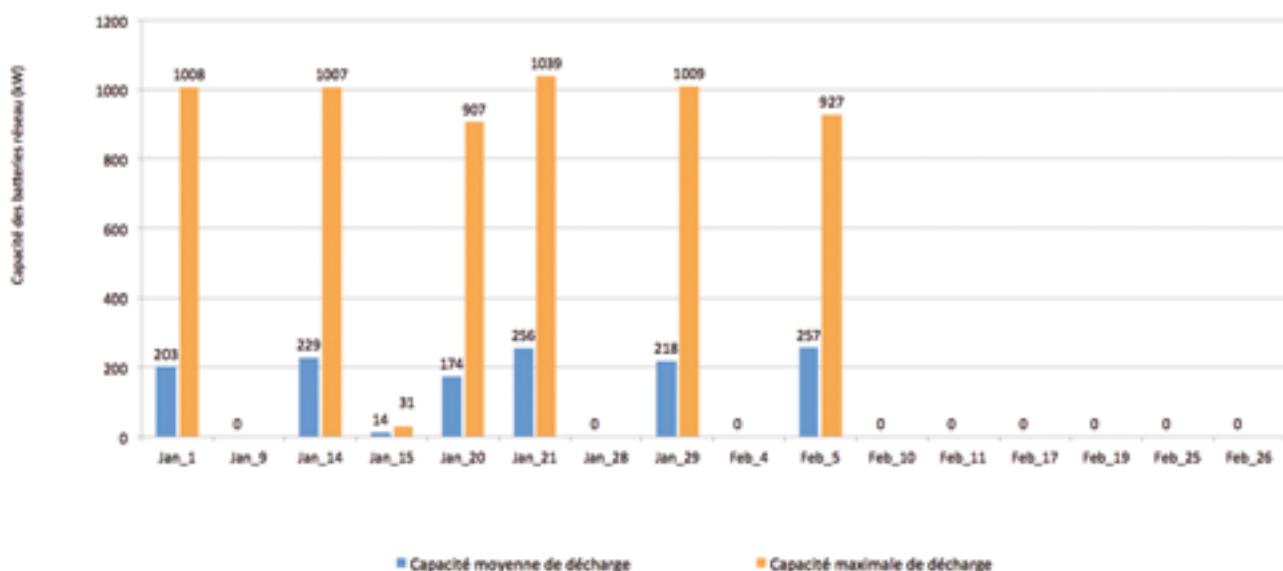
Ces thématiques ont été évaluées dans les projets Venteea et Nice Grid, mais n'ont pas donné lieu à une évaluation précise des gains possibles par le biais du stockage. Les projets ne sont donc pas conclusifs sur ce point.

Venteea : « *les conclusions de Venteea devraient permettre d'optimiser à terme le S3REnR des régions tant sur l'aspect ticket que sur le volume raccordable* ».

☞ **Le stockage réseau se révèle être une nouvelle forme de flexibilité**

Pour limiter l'appel de la pointe sur la plage 18h-20h, le levier stockage réseau a apporté une contribution moyenne de 200 kW par jour dans Nice Grid. Cette solution se révèle robuste et réactive : elle a d'ailleurs représenté 43% des effacements sur les tests de l'hiver 2014/2015 à Carros. La décharge simultanée de 4 batteries a permis de fournir 1300 kW pendant 30 min ou 560 kW pendant 2 h. Le taux de disponibilité des batteries (proche de 90% dans ce projet) reste limité par le pilotage des cycles de charge/décharge et les procédures de sécurité qui pourront être améliorées.

Nice Grid : graphique montrant les capacités de décharge moyennes et maximales des batteries réseau pendant les tests d'activation de l'hiver 2014-2015 :



☞ **La rentabilité du stockage est une condition nécessaire qui incite à valoriser un maximum de services par actifs de stockage**

Globalement, un système de stockage peut obtenir une rentabilité s'il est multi-services. La valorisation de plusieurs services permet également d'améliorer le rendement limité par la consommation importante des auxiliaires dans les premières générations de batterie. Cependant, la baisse des coûts des systèmes de stockage est encore nécessaire pour développer le marché.

Une augmentation des performances du système de stockage global (optimisation des consommations auxiliaires et fiabilité notamment) est aussi attendue afin d'augmenter le rendement global de ces solutions.

Nice Grid : « *Concernant la consommation des auxiliaires des installations de stockage (essentiellement climatisation ou chauffage des compartiments batterie et convertisseurs) : celle-ci s'est révélée élevée au regard de l'énergie utilisée en cycle charge/décharge. Les fabricants ont identifié des mesures de conception et d'optimisation de paramétrages qui permettront de réduire ces surconsommations, à vide ou en charge, qui nuisent aux rendements inférieurs à 80% pour un cycle d'utilisation par jour* ».

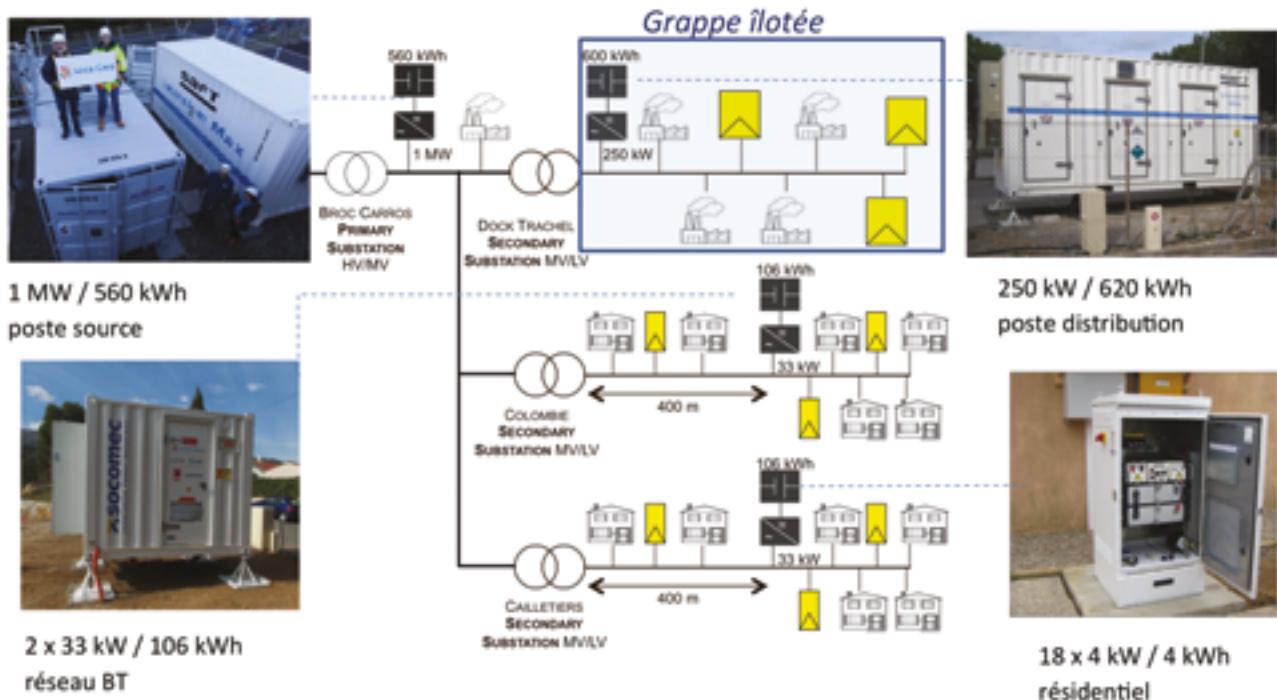
La gestion de l'état de charge est un point primordial que relève Nice Grid. Une gestion optimale des stocks permet de maximiser le taux de disponibilité³¹ de la batterie.

Nice Grid : « *Malgré une disponibilité d'environ 90% des 4 systèmes de stockage installés sur le réseau, une question demeure : en cas d'indisponibilité d'une batterie, la conduite du réseau de distribution nécessite une solution de secours qu'il reste à définir* ».

³¹ La disponibilité d'un système est obtenue en divisant la durée durant laquelle le système est opérationnel par la durée totale durant laquelle on aurait souhaité qu'il le soit. Ce ratio est classiquement exprimé sous forme de pourcentage.



Nice Grid : les différents types de stockage testés dans le projet :



☞ Un intérêt particulier pour les sites isolés

Les premières offres de services réseaux apparaissent lorsque la variabilité de la production menace directement la stabilité du réseau, ie. en particulier sur les réseaux les plus contraints.

Nice Grid : « *L'îlotage³² pourrait présenter un intérêt pour l'alimentation de sites isolés qui combineraient de la production d'origine renouvelable, du stockage et dans certaines conditions un complément par groupe électrogène. Il peut également s'appliquer aux sites d'alimentation amont fragile, ou qui nécessitent une alimentation de secours* ».

RéFLexE montre que de tels systèmes commencent à se révéler rentables dans les ZNI³³ par rapport aux moyens de production classiques.

RéFLexE : « *Les premiers marchés du stockage couplés aux EnR sont attendus en zone insulaire où le PV+Stockage et l'Eolien+Stockage sont déjà compétitifs par rapport aux TACs* ».

³² L'opération d'îlotage de Nice Grid correspond à isoler une poche basse tension, alimentée à partir de panneaux PV et d'un dispositif de stockage.

³³ ZNI : Zone Non Interconnectée, caractéristique des réseaux électriques îliens ou isolés.

D-III Thématique 3

Anticiper l'évolution des réseaux électriques existants

D-III-1 Observabilité

D-III-1a Pourquoi cette question ?

L'instrumentation des réseaux a été historiquement conçue dans le cadre de flux essentiellement descendants, de productions centralisées vers les consommateurs en bout de ligne. L'intégration croissante de moyens de production renouvelable décentralisés en différents points du réseau de distribution nécessite d'anticiper l'évolution de la gestion de ces réseaux. Le déploiement de nouveaux capteurs est par ailleurs facilité par les technologies de l'information et de la communication.

En s'inspirant du modèle de gestion du réseau de transport, les gestionnaires du réseau de distribution vont progressivement devoir installer des capteurs communicants pour mesurer des indicateurs clefs (tension, courant, température du matériel...) en différents points du réseau afin d'améliorer la connaissance de l'état du réseau se rapprochant du temps réel. Ces capteurs sont distribués sur des points stratégiques définis par une optimisation. Les compteurs communicants chez les consommateurs [11]³⁴ constituent aussi des capteurs réseau efficaces (le plus souvent monophasés) sur lesquels les gestionnaires de réseaux peuvent s'appuyer.

Les distributeurs visent une acquisition des données proches du temps réel afin de mieux anticiper des problèmes locaux. C'est l'objectif des estimateurs d'état qui permettent au final de questionner la dynamique du système. Ainsi, il pourrait participer à la planification des réseaux et permettre de se rapprocher de leurs limites physiques en évitant les surdimensionnements.

³⁴ « Transition énergétique passe par le compteur (La) », ADEME & Vous : Le Mag n°94, pp.5-12,
<http://www.ademe.fr/ademe-mag-ndeg94>



D-III-1b Quels sont les moyens mis en œuvre pour améliorer l'observabilité des réseaux de distribution ?

☞ **De nouvelles technologies de capteurs**

De nouvelles technologies de capteurs sont développées dans les projets afin de proposer des moyens d'observabilité adaptés aux réseaux de distribution qui, jusqu'à maintenant, étaient peu instrumentés. Voici une liste des solutions innovantes rencontrées dans les projets :

- numérisation des postes source : PCCN et mini-PCCN³⁵ ;
- capteurs de tension/courant communicants en tête de départ dans les postes sources ;
- capteurs de tension/courant communicants au niveau des producteurs EnR branchés en HTA (e-DEIE) ;
- capteurs de tension/courant communicants au niveau des postes de distribution HTA/BT ;
- détecteurs de défauts bi-directionnels, autoalimentés et communicants sur des points clefs des lignes aériennes HTA ;
- capteurs de tension judicieusement disposés sur le réseau BT pour régler le transformateur régleur en charge HTA/BT ;
- capteurs de courant sur chaque phase (car déséquilibre entre phases sur le réseau BT) ;
- capteurs de tension/puissance communicants intégrés aux compteurs clients (Linky).

Smart Grid Vendée : « Ces capteurs vont permettre d'améliorer les modèles de prévision de production et d'aider au pilotage temps réel du réseau ».

Venteea³⁶ : « Les capteurs de mesure sans fil associés au nouveau calculateur ont été posés sur chaque départ HTA ».



Les travaux portent sur différents points : le positionnement des capteurs, le nombre de capteur optimal ou sur la conception même des capteurs de courant et de tension afin que ceux-ci soient les plus performants possibles, aussi bien en termes de précision de la mesure que d'installation et maintenance. En effet, des capteurs les moins intrusifs possibles ont pu être développés.

³⁵ PCCN : Poste de Contrôle-Commande Numérique

³⁶ <http://www.venteea.fr/fr/actualites/un-contrôle-commande-numérique-au-poste-source-de-vendeuvre-sur-barse.html>

Ces capteurs améliorent les fonctions de mesure mais aussi de détection de défauts qui vont pouvoir permettre une meilleure commandabilité du réseau.

☞ Zoom sur le positionnement optimisé des capteurs

- Pour la partie HTA dans SoGrid : un algorithme de positionnement des capteurs a été développé pour obtenir un placement optimal sur le réseau prenant en compte la qualité de l'estimation de tension, les contraintes de télécommunication et la possibilité de poser le matériel.
- Pour la partie BT dans SoGrid : l'optimisation du placement se base sur le fonctionnement de l'estimateur d'état qui prend en compte les mesures (du poste HTA/BT et des compteurs clients) collectées par le data concentrateur en temps réel. A terme, seuls les résultats d'estimation et les alarmes seront remontés en temps-réel vers les opérateurs.

Ces capteurs, et leur positionnement stratégique vont donc permettre d'améliorer la connaissance de l'état du réseau en temps réel.

☞ Développement d'estimateurs d'état dynamiques et performants

Des estimateurs d'états puissants ont notamment été développés dans le cadre de Venteea, SoGrid ou encore Postes Intelligents.

La mise en œuvre des estimateurs d'état pour la partie HTA est en cours d'expérimentation. La partie BT est plus compliquée à traiter à cause du déséquilibre entre phases, du conducteur neutre distribué et de la variabilité des consommations et productions. Cette partie est toujours en cours de développement dans SoGrid.

Afin d'avoir une remonté d'information la plus rapide possible et garantir une force de calcul suffisante, la numérisation des différents équipements présents sur le réseau et dans les postes (équipements de contrôle commande, postes numériques, protections capteurs...) est nécessaire. Les caractéristiques électrotechniques du réseau, les mesures fournies par les capteurs et la description des charges des consommateurs sont ainsi recueillies de manière dynamique et rassemblées pour constituer la base de l'estimation en temps réel des tensions en tout point du réseau considéré.

La précision des éléments recueillis détermine la qualité des résultats de l'estimation : leur précision doit être suffisante afin de pouvoir l'intégrer au système de télé-conduite du gestionnaire de réseau de distribution. Les résultats de Venteea sont sur ce point encourageant.

Venteea³⁷ : « Les estimations de tension produites par le cœur de calcul, sont encore en cours de validation, mais on peut d'ores et déjà constater un niveau de précision satisfaisant les critères nécessaires au démarrage du reste de la fonction de réglage de tension. De plus, après recouplement avec les données de tension faisant référence, on observe de rares écarts qui semblent davantage imputables à la chaîne de mesure plutôt qu'à des estimations calculées. départ HTA ».

Par ailleurs, cette observation précise des réseaux permettra à terme de mieux gérer les questions de maintenance, à travers notamment une maintenance prédictive, et d'éviter certains dysfonctionnements, ce qui pourrait permettre d'exploiter le réseau en se rapprochant des limites du système. Les technologies déployées, notamment dans le cadre de Venteea ou de Postes Intelligents vont dans ce sens.

³⁷ <http://www.venteea.fr/fr/actualites/estimateur-d%C2%A9tat-moyenne-tension-principe-et-premiers-r%C3%A9sultats.html>



D-III-2 Conduite et planification des réseaux

D-III-2a Pourquoi cette question ?

La conduite de réseau est le terme couramment utilisé pour désigner les opérations d'exploitation d'un réseau électrique. Rappelons qu'un système électrique est un système complexe distribué regroupant production-transport-distribution-consommation. Sa conduite vise son maintien dans une position d'équilibre dans les situations normales, comme dans les situations de crises.

Le déploiement des EnR variables, de nouveaux moyens de consommation pilotables (effacement, véhicules électriques...) et plus généralement des briques technologiques smart grids vont permettre et nécessiter une modernisation des opérations de conduite du réseau.

Ainsi, la question des évolutions à venir dans la conduite des réseaux se pose, pour optimiser techniquement et économiquement les infrastructures et les méthodes de gestion du réseau, notamment en intégrant les prévisions de production EnR et de consommation.

Les technologies smart grids correspondent à une instrumentation poussée du réseau de distribution dont l'objectif est notamment d'éviter (ou différer) certains investissements lourds (impliquant redimensionnement et autres travaux sur les infrastructures) [12]³⁸. Les smart grids ont donc un rôle à jouer dans l'évolution de la façon dont on planifie les besoins de développement du réseau ; les nouvelles possibilités de supervision permettent aujourd'hui d'envisager une optimisation structurelle ambitieuse.

³⁸ « Smart Grids : Le savoir-faire français » : <http://www.ademe.fr/smart-grids-savoir-faire-francais>

D-III-2b Comment les technologies mises en œuvre participent-elles à l'optimisation des fonctions du réseau BT ou HT ?



- ☞ Augmenter l'observabilité et l'automatisation des réseaux de distribution permet aux GRD d'intégrer l'état réel du réseau à leurs diagnostics et stratégies de gestion

Voici des exemples de solutions envisagées ou développées dans les projets :

	GreenLys	IPERD	RéFlexE (ZNI)*	Smart Grid Vendée	Venteeea
Mise à jour et développement de nouvelles solutions de contrôle commande dans les postes électriques : mini PCCN (postes de contrôle commande numérique), PCCN.				✓	✓
Intégration des modèles de prévision (production et consommation) au système de supervision automatisé (par exemple le NEM ³⁹ dans Nice Grid) pour identifier le meilleur levier de résolution des contraintes.	✓		✓	✓	
Détecteurs de défauts aériens bidirectionnels autoalimentés : placés dans des lieux contraints, ils ont pour but de localiser les défauts.					✓
Solutions d'auto-cicatrisation pour reconfigurer automatiquement le réseau sans que le client s'en aperçoive.	✓				✓
Disjoncteurs ré-enclencheurs en ligne pour limiter le nombre et la durée des coupures du point de vue client.					✓
Disjoncteur automatisé pour la gestion de l'îlotage d'un quartier à production photovoltaïque.			✓		
Solution de régulation de tension (hors stockage) : elle permet de moduler la tension en fonction des contraintes du réseau.	✓ ⁴⁰			✓ ⁴¹	✓ ⁴²
Système de stockage automatisé : il permet de limiter les variations de tension (en nombre, en amplitude à la hausse (sur-production EnR) et à la baisse (pics de consommation)) sans dégrader la qualité de l'onde de tension (par l'ajout d'harmoniques).		✓	✓		✓
Transformateur solaire automatisé : il permet d'adapter le rapport de transformation du poste de distribution en fonction de l'ensoleillement ambiant.			✓		
Intégration des données Linky dans le diagnostic du réseau	✓	✓			
Solution de Dynamic Line Rating adaptée au réseau de distribution					✓

*ZNI) en Zone Non Interconnectée

³⁹ NEM : Network Energy Manager.

⁴⁰ Solution AccuSine et Transformateur Booster en poste de distribution.

⁴¹ Solution de transformateurs régleurs en charge et gestion optimisée du réactif, en poste source.

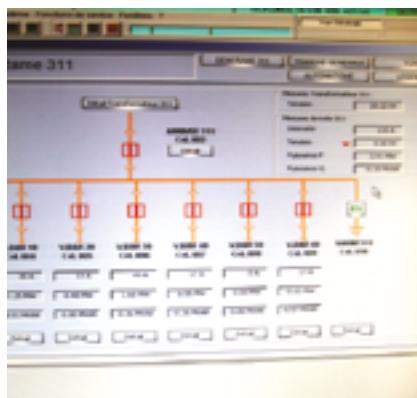
⁴² Solution de transformateurs régleurs en charge en poste source et poste de distribution.



☞ **La numérisation progressive des postes de contrôle commande du réseau**

La mise en œuvre de nouveau matériel de gestion de réseau (capteurs, transformateurs régleurs en charge, etc.) nécessite de la réactivité et une importante capacité de gestion de données au niveau du poste source. Le mini-PCCN est une solution permettant d'adapter rapidement le poste source à ces nouveaux besoins en numérisant une partie des fonctionnalités de contrôle-commande. Le poste source existant pourra migrer vers une numérisation intégrale de ses équipements dans un second temps.

Venteea : Retour d'expérience sur le mini-PCCN qui a validé le fonctionnement et l'intérêt de cette solution⁴³ : « Les équipes d'Enedis peuvent suivre en temps réel les intensités et puissances sur chaque départ HTA ».



« La solution mise en œuvre au poste de Vendeuvre-sur-Barse pouvant s'adapter à près de 90% des quelques 2200 postes sources français, l'avenir du Mini PCCN est plus que prometteur... ».

« Le principe du mini-PCCN est donc validé et entre dans la consultation pour les marchés à venir entre Enedis et les fabricants de matériel PCCN avec des versions sans ou avec estimateur d'état ».

☞ **L'optimisation de la gestion des réseaux appelle des avancées à différents niveaux**

- La meilleure détection, la localisation et l'isolement des défauts

- La réduction du nombre et de la durée des coupures du point de vue client

GreenLys : « L'un des objectifs du projet GreenLys est d'éprouver des solutions qui demain permettront au réseau électrique de se reconfigurer en des temps records, sans même que les clients ne s'en aperçoivent ! Cela s'appelle l'auto-cicatrisation (« self-healing ») ».

- La diminution de la quantité d'Energie Non-Distribuée du point de vue producteur EnR

Smart Grid Vendée : « En gestion prévisionnelle, les nouvelles technologies vont permettre [...] d'identifier le meilleur levier pour résoudre la contrainte (limiter les producteurs, trouver une solution réseau ou activer des flexibilités) ».

- La stabilisation des niveaux de tension dans le réseau de distribution (et limitation des remontées d'énergie dans les réseaux haute tension)

IPERD : à propos de l'expérimentation sur le système de stockage

« IPERD a donc démontré qu'un système de stockage d'énergie, asservi au niveau de tension du réseau basse tension, permet de stabiliser le niveau de tension, sans par ailleurs dégrader a priori la qualité de l'onde électrique (harmoniques, flicker, etc.), pour autant que les paramètres de régulation du système soient étalonnés correctement (puis mis à jour) en fonction des caractéristiques physiques précises du réseau sur lequel il est raccordé ».

- La diminution de la quantité d'Energie Non-Distribuée du point de vue producteur EnR

Nice Grid : à propos de l'expérimentation sur l'îlotage

« Le système de stockage s'est alternativement chargé et déchargé, en adaptant son programme en fonction des nuages qui affectent la production solaire ainsi que la variation de la consommation des clients ».

⁴³ <http://www.venteea.fr/fr/actualites/un-controle-commande-numerique-au-poste-source-de-vendeuvre-sur-barse.html>

D-III-2c Quel est l'impact des solutions smart grids sur la planification du renforcement réseau ?



- ☞ Les technologies smart grids permettent d'éviter ou reporter les investissements de renforcement dus au raccordement de nouvelles productions EnR

Dans le projet IPERD, deux configurations se présentent :

- le redimensionnement des matériels de réseaux (transformateurs, disjoncteurs, etc.) peut être différé grâce à la limitation des pointes d'injection (via le stockage ou l'écrêttement des productions EnR). Cependant, ce type de report d'investissement ne peut être que temporaire. Il est limité dans sa période d'application par le cadre réglementaire de la mise en œuvre de l'écrêttement et par la complexité des mécanismes de contrôle-commande à mettre en œuvre lorsque le nombre de points d'injection augmente ;
- si le système de stockage est garanti avec niveau de fiabilité suffisant (ie. équivalent à celle d'un réseau physique), il peut contribuer à limiter la puissance d'injection maximale et ainsi permettre le report des renforcements des réseaux BT et parfois HTA.

IPERD : « *La mise en œuvre de solutions smart grids (type stockage dans ce cas) peut permettre d'éviter un renforcement de la section du réseau basse tension et parfois haute tension, pour autant que la fiabilité du système de stockage soit proche de celle d'un réseau physique* ».

- ☞ GreenLys propose de traiter une autre cause de renforcement : l'effet rebond post effacement

L'appel de puissance consécutif à l'effacement de consommation électrique résidentielle peut provoquer une déstabilisation des réseaux de distribution. GreenLys développe une fonctionnalité de simulation des effacements à l'horizon 2030 pour anticiper cette situation ainsi que des dispositifs permettant d'atténuer le phénomène.

GreenLys : « *Le portail agrégateur est un outil puissant de facilitation des échanges pour le marché de l'électricité. Cette coordination va aussi permettre de limiter les besoins en renforcement des réseaux qui pourraient être nécessaires en cas de fort développement des flexibilités diffuses* ».

Pour Nice Grid, l'optimisation sur le placement des batteries est nécessaire pour retirer un réel intérêt économique pour la solution face au renforcement. Cependant un approfondissement serait nécessaire sur la valeur qu'apporterait le report d'investissement.

- ☞ Les projets GreenLys et Nice Grid ont mis en œuvre des outils de planification des réseaux de distribution

Ces projets ont développé les solutions suivantes : un modèle de prévision du réseau basse tension prenant en compte les données Linky, un automate de mesures au niveau des postes de distribution HTA/BT et un outil de localisation des pertes sur le réseau de distribution en interaction avec Linky. Un outil spécifique a également été développé pour anticiper l'impact du déploiement des véhicules électriques sur le réseau urbain.

GreenLys : description de MaldiVE, outil abordant l'intégration des véhicules électriques

« *MaldiVE est un outil capable de simuler la consommation d'un poste de distribution public prenant en compte les recharges de VEHR en fonction des scénarios de déploiement à horizon 2020 et 2030* ».

⁴⁴ VEHR : Véhicules Electriques et Hybrides Rechargeables



D-III-3 Architecture télécom et cyber-sécurité

D-III-3a Pourquoi cette question ?

Le déploiement des solutions smart grids implique des évolutions techniques dans la gestion des réseaux à travers l'intégration de technologies de télécommunication. Le but est de transmettre des informations (en grande quantité) sur l'état des réseaux, des productions d'énergie, des consommations et des prévisions de ces deux éléments vers des centres de traitement ou des plateformes d'agrégation en mesure de compiler ces données. Les informations vont aussi dans le sens inverse, après analyse, vers les consommateurs et les producteurs pour leur pilotage.

La question suivante regroupe les interrogations autour de ces technologies télécoms de plus en plus sollicitées dans la gestion des réseaux avec la mise en œuvre des smart grids.

Ces nouveaux outils peuvent engendrer des difficultés au niveau de leur implantation, de leur intégration aux systèmes d'informations existants et de la gestion des flux de données. Les pannes informatiques ou de télécommunication ne doivent pas contreviendre aux normes de sécurité et de qualité propres aux réseaux électriques.

Les données récoltées et transmises sont sujettes à confidentialité pour des raisons de protection de la vie privée ou lorsqu'elles concernent des éléments commercialement sensibles. Ces contraintes juridiques génèrent des contraintes de protection informatiques sur la transmission des données qui peuvent parfois dégrader les performances du système en l'alourdisant de procédures de protection.

Enfin, la numérisation des ordres de contrôle-commande pose également des problèmes de sécurité, qui doivent être pris en compte pour prévenir des attaques informatiques sur certaines branches du réseau.

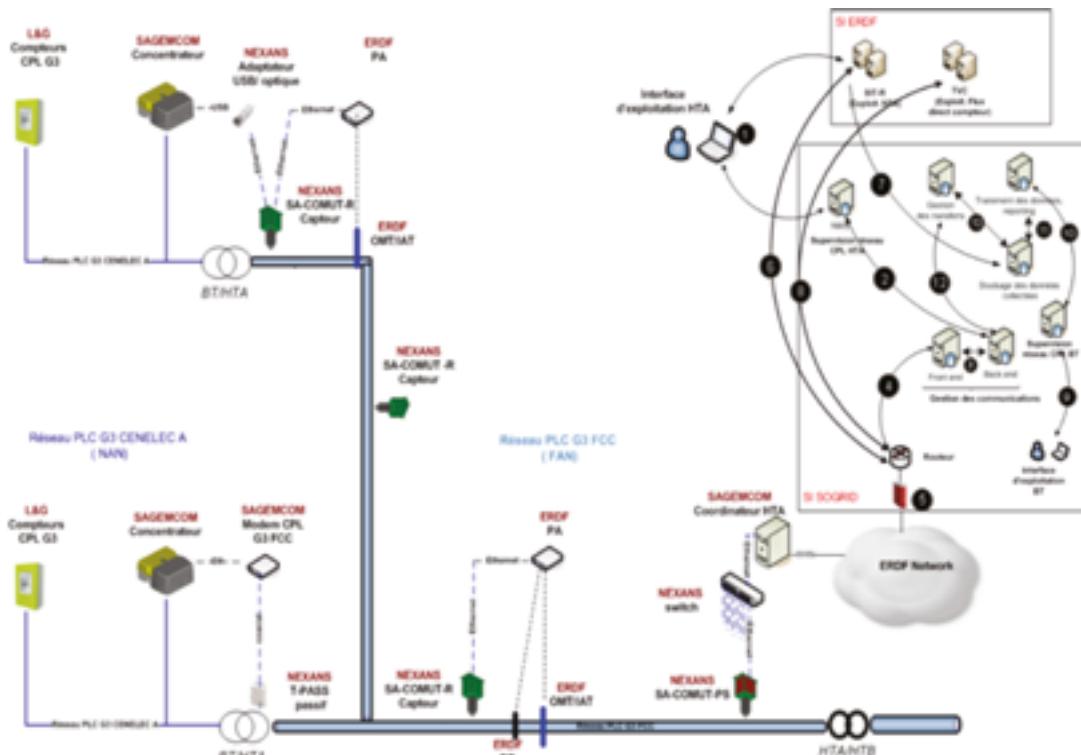
D-III-3b Quelles TIC⁴⁵ et mesures de cyber sécurité ont été mises en œuvre ?



Le lancement des démonstrateurs smart grids a été l'objet des premiers déploiements d'envergure de technologies numériques sur les réseaux. La prise en compte des enjeux liés à la cyber-sécurité s'est faite progressivement.

- A un premier niveau, les technologies déployées dans le cadre des expérimentations devaient être suffisamment sécurisées pour ne pas induire de risque de sécurité dans le cadre du projet. Selon l'ambition de l'expérimentation, ce risque a été traité avec différents niveaux d'ambition par les porteurs de projets. La plupart ont repris les bonnes pratiques d'architecture des systèmes d'information. D'autres ont réalisé des analyses de risques plus avancées. Les analyses de risque devant souvent être imaginées dans le cadre d'un déploiement plus large que celui de l'unique démonstration.
- A un second niveau, certains projets visent le développement spécifique de briques technologiques prenant en compte un niveau de cyber-sécurité très important. C'est le cas par exemple du projet Poste Intelligent, ou encore du projet SoGrid.

Sogrid : Schéma de l'architecture SI & Télécom SoGrid
établi par Sagemcom et le consortium SoGrid



L'ANSI⁴⁶ a par ailleurs été impliquée assez tôt dans ces projets afin de sensibiliser les porteurs de projets sur les risques et les mesures liées à la cyber-sécurité.

Le tableau en Annexe énumère les technologies de sécurité informatiques déployées pour l'acquisition, la transmission et le traitement des données.

⁴⁵ TIC : Technologies de l'Information et de la Communication

⁴⁶ ANSI : Agence Nationale de Sécurité Informatique



D-IV Thématique 4

Préfigurer les modèles d'affaires

D-IV-1 Analyses coûts-bénéfices et répartition des bénéfices par acteur

D-IV-1a Pourquoi ces questions ?

Les smart grids représentent un futur marché regroupant de nombreux métiers, de nombreuses technologies innovantes et un large panel d'acteurs (structures d'activité régulée, producteurs d'énergie, fournisseurs d'électricité, opérateurs indépendants, fournisseurs de matériels réseaux, électroniciens, entreprises de télécom, PME, etc.).

La question de la pertinence d'un déploiement des technologies smart grids à grande échelle soulève deux enjeux principaux :

- 1- Les technologies développées apportent-elles de la valeur du point de vue de la collectivité ?
Pour répondre à cette question, plusieurs projets ont inclus une analyse Coûts-Bénéfices (ACB) visant à maximiser la valeur pour la collectivité afin de garantir la pertinence du déploiement des technologies testées. En effet, dans une vision prospective proposant l'accompagnement de la transition énergétique, les smart grids peuvent apporter des gains non-négligeables pour le système électrique (capacités de production évités, réduction des coûts de programme « J-1 » - y compris constitution des réserves -, réduction des coûts d'ajustement, effets sur les décisions de renforcement, effets sur l'exploitation - qualité de fourniture, coûts de redispatching, contraintes de tension ...). Ces projets ont contribué à la mise en place d'un cadre méthodologique commun pour l'évaluation des performances économiques [13]⁴⁷, cadre complété au plan national dans le rapport de l'Action 5 du plan Réseau Electrique Intelligents de la Nouvelle France Industrielle [14]⁴⁷.
- 2- Si la technologie visée a un intérêt pour la collectivité, il est ensuite nécessaire d'analyser plus finement, quel business model est possible, et dans les cas où cela est nécessaire, quels seraient les transferts ou régulations à mettre en place pour en permettre le déploiement. En effet, le déploiement des smart grids est souvent intensif en investissement avec des bénéfices répartis ensuite sur toute la durée de vie des infrastructures.

⁴⁷ « Chantier Réseaux électriques intelligents | Feuille de route » :

<https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/images/alaune/FDRoute.pdf>

⁴⁸ Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

D-IV-1b Pour les services étudiés, quels sont les bénéfices du projet par acteur ?



☞ Pour les services étudiés

- Effacement résidentiel et tertiaire : l'aspect multiservice à valoriser

Les analyses coût-bénéfices concordent sur le fait qu'une valorisation de l'effacement résidentiel n'est rentable pour la collectivité que si les coûts de déploiements sont maîtrisés via une mutualisation des services par exemple.

GreenLys : « *GreenLys a démontré qu'un modèle économique basé sur la seule gestion des effacements n'est pas rentable. Dès lors, il ressort le besoin d'intégrer la gestion active de la demande par un système de pilotage (énergie box) dans une offre plus globale de service* ».

RéFLexE : « *Le bénéfice optimal est celui qui réduit la sollicitation des moyens de production d'extrême pointe, qui valorise la production EnR, qui évite l'utilisation de l'infrastructure de transport, qui rationalise l'utilisation de la distribution et du poste source, qui valorise les ressources existantes (stockages, inertie, batterie...)* ».

Les acteurs investissant dans des dispositifs d'effacement doivent pouvoir associer plusieurs créneaux de valorisation (gestion de tension, équilibre offre-demande, participation à la réserve primaire, valorisation de la réduction des pics d'émissions polluantes, services d'efficacité énergétique, etc.). GreenLys propose par exemple d'associer bénéfice environnemental et économique.

GreenLys : « *Dans tous les scénarios, l'impact environnemental est faible en volume mais important en termes de valeur pour la société. Augmenter le prix du CO₂ et indexer la tarification en fonction des émissions de polluants permettraient, avec des dispositifs de gestion active de la demande, de capter cette valeur facilement* ».

- Compensation des producteurs EnR sur leur écrêtage de production

Les producteurs EnR sont des acteurs importants des smart grids. La mise en œuvre de la gestion innovante des réseaux doit pouvoir également leur bénéficier. Plusieurs voies d'intéressement peuvent être envisagées en parallèle de celle de pouvoir augmenter leurs capacités de production.

IPERD : « *Dès lors, pour le Producteur PV, une solution [...] écrêtage, ou mixte écrêtage + stockage [...] n'est envisageable qu'à la condition de pouvoir, soit être compensé de la perte de production, soit pouvoir ré-injecter en période de pointe tout ou partie de l'énergie PV stockée, et être ainsi rétribué pour service rendu.* »

☞ Quelques facteurs permettant d'augmenter la rentabilité de certains services

- Influence du taux de participation et de sollicitation de la flexibilité

La rentabilité de la flexibilité est toujours fortement corrélée aux taux de participation (pour la flexibilité des consommateurs) et de sollicitation des infrastructures (pour le stockage). En effet, la mise en œuvre des fonctions avancées implique des investissements de type « frais fixes », comparables aux infrastructures EnR ou aux investissements d'efficacité énergétique : R&D, déploiement de tests, installation et consommation des auxiliaires (notamment pour les batteries, qui amène un LCOS net⁴⁹ supérieur à 73 ct€/kWh dans IPERD). Plus les solutions seront sollicitées et plus les coûts d'investissement initiaux baisseront (courbes d'apprentissage favorables liées à leur industrialisation), plus elles se rapprocheront de la rentabilité.

⁴⁹ LCOS net : net Levelized Cost of Storage, analogue au LCOE (Levelized Cost of Energy) d'un producteur ; il s'agit du coût d'installation ramené à la quantité d'énergie effectivement déstockée. Le LCOS correspond donc au surcoût de l'énergie déstockée, hors prix d'achat de l'électricité stockée.



Nice Grid : « Pour présenter les ratios coûts/bénéfices les plus intéressants, l'utilisation des flexibilités pour résoudre des contraintes du réseau basse tension doit répondre à deux problématiques :

- agréger un panel de clients assez conséquent pour obtenir un volume de flexibilité suffisant et prévisible ;
- offrir des flexibilités sur les phases en contrainte (par exemple chez les clients/producteurs) ».

- **Un bénéfice plus large pour la collectivité peut être aussi trouvé**

RéFLexE : « Le principe n'est pas l'économie d'énergie sur le site, mais bien d'économie pour la collectivité sur plusieurs postes : en coûts d'infrastructure, en coûts d'énergie perdue sur les EnR, en coûts d'énergie et d'infrastructure pour l'extrême pointe ».

- **A travers une meilleure coordination entre les acteurs de la filière**

Les analyses coûts-bénéfices et les répartitions des bénéfices par acteur s'exonèrent de toute réglementation. Cependant une régulation cohérente au niveau national et local est nécessaire afin d'éviter d'engendrer des signaux contradictoires notamment entre la gestion nationale et locale des réseaux.

Cette coopération peut aussi apporter des bénéfices directs liés à la collaboration des acteurs sur les questions d'interopérabilité. L'ouverture des marchés, le développement des technologies numériques, de l'open data ou du big data agrandissent la nécessité de construire une filière française solide basée sur des protocoles partagés et interopérables.

Smart Electric Lyon : « Ce travail collaboratif permet [...] aux acteurs industriels de coordonner leurs actions dans le développement d'innovation de produits ou de services dont la réussite repose sur leur bonne intégration au sein de solutions techniques composites. Le travail sur l'ERL (Emetteur Radio Linky) [...] comme standard de communication entre le compteur Linky et les équipements à l'aval devrait bénéficier à l'ensemble des acteurs, y compris en dehors du consortium ».

D-IV-2 Valorisations économiques et mécanismes de marché

D-IV-2a Pourquoi ces questions ?

Les modèles d'affaires des acteurs renvoient à la répartition de la valeur mise en évidence par l'analyse coûts-bénéfices. Cependant ces modèles d'affaires ne sont pas à séparer des mécanismes de valorisation existants aujourd'hui en France. Cette partie permet d'explorer plus précisément une voie de valorisation économique des smart grids[8]⁵⁰: les mécanismes de marché. Les marchés de l'énergie, de capacité, NEBEF, d'ajustement, etc. ou carbone génèrent des opportunités de gains si les offres de flexibilités (ou de stockage) y sont adaptées. La contrainte se concentre alors en particulier sur la capacité des offres à mobiliser la production ou la flexibilité à un moment précis (fiabilité) et sur la réactivité des solutions mises en œuvre (point contraignant sur le marché de capacité). Par exemple, concernant la flexibilité des consommations, des offres tarifaires innovantes (du type pointes mobiles) sollicitent des technologies de communication chez le client (industriel, tertiaire ou particulier) à laquelle le consommateur a le choix de se conformer ou de déroger. La possibilité de dérogation dégrade alors la fiabilité de l'offre de flexibilité sur le marché.

Il y a, par ailleurs, une contradiction fondamentale entre la rentabilité des systèmes de gestion active de la demande résidentielle et les économies d'énergies préalables (permises par des mesures de maîtrise de l'énergie ou d'efficacité énergétique) lorsque l'effet rebond est maîtrisé (cf. partie précédente). En effet, moins il y a d'énergie à consommer dans un foyer, moins il y en a à effacer individuellement. D'autre part, les derniers kWh, une fois toutes les mesures d'efficacité énergétique effectuées, ne sont pas « superflus » et sont donc moins accessibles pour l'effacement. La valeur de puissance de raccordement influe donc sur la rentabilité du système de gestion active de la demande résidentielle. Il s'agit donc de trouver un compromis entre la diffusion large de l'offre (à des clients peu consommateurs comme aux plus gourmands en énergie) et sa rentabilité (car l'instrumentation de flexibilité est couteuse en investissement et en gestion).

Les modèles d'affaires innovants pour la production EnR et le stockage sont questionnés par la suite. En effet, certains modèles d'affaires peuvent amener à une meilleure valorisation de la production EnR. Par exemple, pour l'éolien et le solaire, associer à la fourniture une possibilité d'écrêttement peut limiter les coûts de raccordement et favoriser l'installation de nouvelles capacités sur le réseau. Pour le stockage, même si certains verrous techniques restent à lever (amélioration du rendement, baisse de la consommation des auxiliaires...), la question qui se pose plus principalement est celle de la place d'un éventuel opérateur de stockage : qui peut endosser ce rôle, pour servir qui ? A quel coût et avec quelles règles ? Il s'agit dès lors de définir le rôle de cet opérateur référent. L'opérateur de stockage pourrait être au service du consommateur (appui à l'autoconsommation, garantie de confort lors de l'effacement, avantages environnementaux par la baisse de sollicitation des productions émettrices de GES), du producteur (moyen de valorisation des surplus de production) et des opérateurs de réseau (aide à l'acceptabilité de l'effacement, moyen de délestage de production, appui dans la régulation de tension et de fréquence, soutien sur la qualité de service dans la fourniture d'énergie). Il interviendrait aussi sur le marché comme un outil d'arbitrage économique. Un rôle sur mesure, à la croisée des besoins et des intérêts de chacun des acteurs du système électrique, doit être défini pour situer clairement les obligations d'un opérateur de stockage.

⁵⁰ Etude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution, www.cre.fr/documents/publications/etudes/etude-sur-la-valeur-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-de-distribution/consulter-l-etude



D-IV-2b Quelles valorisations économiques ou stimulations tarifaires sont testées dans le cadre des projets ?



☞ La gestion active de la demande résidentielle génère des gains limités sur le marché de l'énergie

Les opérations d'effacement permettent de tirer une valeur d'arbitrage liée à la différence de prix et de volume entre le moment où a lieu l'effacement et le moment du report. L'importance du report constaté dans les projets (jusqu'à 95% de l'énergie effacée reportée dans GreenLys) et les faibles différences de prix de marché induisent des gains assez faibles sur le marché de l'énergie.

Smart Electric Lyon : « *Sur le marché BtoC [...] les tests réalisés lors de l'hiver 2014-2015 sur 90 clients pilotés ont fait apparaître un effacement moyen par jour de pointe de 2,2 kWh. L'expérimentation a également démontré une faible attractivité des clients pour l'aspect tarifaire, les bénéfices perçus étant davantage qualitatifs et subjectifs (souplesse, routine comportementale)* ».

Les gains sur la facture d'énergie restent donc marginaux dans le secteur résidentiel. Dans ce cas, les gains sur le marché de l'énergie sont très limités à moyen terme.

Modelec : « *Les expérimentations NEBEF démontrent la faible valeur énergie des effacements en €, du fait de la faible rentabilité par site client et par effacement réalisé* ».

A titre de comparaison, le tertiaire affiche des gains plus élevés car les consommations sont plus importantes et régulières, mais ils restent eux aussi marginaux dans les évaluations des projets (les retours sur investissement sont d'environ 7 ans dans GreenLys).

☞ La valeur sur le marché via le mécanisme de capacité est plus significative

Les solutions d'effacement résidentiel comme tertiaire semblent démontrer un réel intérêt à pouvoir participer au marché de capacité en combinaison avec les autres mécanismes.

Modelec : « *Les retours d'expérience confirment en outre que l'effacement est essentiellement un déplacement de consommation, via l'effet report. La valeur de l'effacement est donc avant tout capacitaire. Cette valeur capacitaire en vue de la défaillance du système est comprise entre 80 et 120 €/kW an* ».

RéFLexE : « *Nous avons testé le marché d'ajustement et le marché de capacité. [...] Un site de consommation flexible devrait pouvoir compter comme un site de production négatif et participer dans tous les modes de valorisations électriques actuelles* ».

☞ Une valorisation également possible dans le cadre de la réserve primaire

Avec la numérisation des systèmes d'information, la réactivité des offres se conforme aux réquisitions qui elles-mêmes évoluent suite aux expérimentations menées par RTE. Ainsi depuis le 1er octobre 2016 les nouvelles règles Services Système permettent aux consommateurs de participer au mécanisme de manière dissymétrique.

D-IV-2c Quels sont les modèles d'affaires permettant de trouver le(s) meilleur(s) compromis entre acceptabilité et diffusion large vs gains en termes d'économie d'énergie ?



☞ Modèles d'affaires actuellement incertains

La définition d'un modèle d'affaires est dépendante des conditions réglementaires et de la stratégie énergétique (tarifs de l'électricité, mix énergétiques, modèles de gestions des services système, place du stockage). Ces conditions et stratégies ne sont actuellement pas stabilisées en vue de valoriser ces services permis par des technologies innovantes. La définition des modèles d'affaires est donc incertaine à l'heure actuelle pour tous les projets.

En attendant l'émergence du marché, le modèle de niche est une solution à considérer pour les solutions de gestion de la demande résidentielle.

Smart Electric Lyon : « *Le dépassement de ces marchés de niche, souvent inhérents au démarrage d'une innovation, exige l'introduction de nouveaux arguments qui incitent à la « contagion » des nouveaux écosystèmes vers un marché plus large* ».

Concernant l'aval compteur, les déploiements de technologies de flexibilité correspondent à un modèle d'affaires d'infrastructure habituellement associé à des coûts initiaux importants, compensés par une rémunération peu risquée dans la durée.

Modelec : « *Le déploiement massif des technologies Smart Grid est largement tributaire de la mise en place d'un cadre technologique, institutionnel et économique clair dans les prochaines années* ».

L'intégration de la flexibilité dans le cadre des marchés n'est pas suffisamment incitative :

RéFLexE : « *La taille du marché d'ajustement et les restrictions sur le marché de capacité ne donnent pas une assise financière suffisante en taille et en pérennité* ».

☞ Ne pas fermer de portes sur la typologie des offres commerciales

Pour l'effacement résidentiel, les modèles d'affaires testés appartiennent à deux familles : la rémunération des clients à l'origine d'un effacement ou bien l'apport d'une contrepartie en service gratuit ou en avantages tarifaires. Aucune des deux n'est à exclure tant que le cadre du marché de l'effacement n'est pas clairement défini.

Modelec : à propos des deux modèles d'affaires précités :

« *Deux modèles d'affaires principaux apparaissent comme les options les plus cohérentes pour l'effacement diffus [...] aucune des deux pistes d'engagement du consommateur n'est à exclure à ce stade* ».

☞ Simplicité des offres à privilégier

Dans le secteur résidentiel, les offres simples (du type « offres intégrées ») sont à privilégiées car quel que soit le profil du consommateur, l'offre doit être accessible à sa compréhension pour attiser son intérêt sur le long terme.

Smart Electric Lyon : « *Les solutions intégrées « clef en main » sont à privilégier tout en assurant une liberté de dérogation au consommateur* ».

⁵⁰ Etude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution, www.cre.fr/documents/publications/etudes/etude-sur-la-valeur-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-de-distribution/ consulter-l'étude



☞ **Effacement résidentiel : préférence pour les gros consommateurs**

Dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte à l'horizon 2020-2030, GreenLys démontre que le déploiement des effacements auprès des clients « 9 kVA ou plus » (gros consommateurs avec chauffage électrique) serait pertinent d'un point de vue sociétal sur les quartiers étudiés (à Lyon et Grenoble) en intégrant 15% des points de livraison. Un déploiement plus large, auprès des clients raccordés en 6 kVA, pourrait être pertinent sous la condition d'une offre groupée à des services d'efficacité énergétique ou celle de l'existence d'un besoin compatible de flexibilité du réseau de distribution.

☞ **Une rentabilité envisageable avec une approche multiservice**

L'offre des smart grids doit pouvoir se rapprocher des services de maîtrise de la demande pour intéresser les particuliers et les entreprises.

Smart Electric Lyon : « *Le déploiement serait [...] facilité par l'intégration de cette offre d'effacement dans une proposition de services plus large répondant aux préoccupations des clients (confort et réduction de la facture)* ».

D-IV-2d Quels sont les modèles d'affaires adaptés à la valorisation de la production EnR ?



☞ L'amélioration de la prévision pour limiter les coûts d'intégration

Le développement et l'amélioration des technologies et services de prévision de production EnR pourra permettre de limiter les coûts d'intégration au système électrique qui seront à la charge des agrégateurs (et donc indirectement des producteurs ou des consommateurs) commercialisant l'électricité renouvelable des producteurs soumis au complément de rémunération.

☞ Un cadre de valorisation chez les producteurs EnR non encore défini

Pour les productions éoliennes et photovoltaïques, il existe des solutions d'appui à la gestion des réseaux : l'écrêttement, l'injection de puissance réactive optimisée, le stockage. Ces solutions permettent d'éviter le renforcement du réseau (à la charge des gestionnaires de réseaux) ou le choix d'un point de connexion au réseau plus éloigné (à la charge de l'exploitant de l'installation EnR).

Venteea⁵¹ : « *L'utilisation d'une régulation dynamique de la puissance réactive, permettra de diminuer les coûts de raccordement et d'augmenter les capacités d'accueil des départs, sans peser sur les pertes* ».

Certains équipements smart grids permettent une régulation fine (temps réel) de la tension dans les réseaux de distribution au niveau de l'injection de puissance éolienne ou photovoltaïque. La valorisation économique de cette régulation de tension n'a pas encore de cadre défini : les projets ne peuvent donc pas étudier la question des modèles d'affaires associés à l'heure actuelle.

☞ Ne pas fermer de portes sur la typologie des offres commerciales

Pour l'effacement résidentiel, les modèles d'affaires testés appartiennent à deux familles : la rémunération des clients à l'origine d'un effacement ou bien l'apport d'une contrepartie en service gratuit ou en avantages tarifaires. Aucune des deux n'est à exclure tant que le cadre du marché de l'effacement n'est pas clairement défini.

Modelec : à propos des deux modèles d'affaires précédés :

« *Deux modèles d'affaires principaux apparaissent comme les options les plus cohérentes pour l'effacement diffus [...] aucune des deux pistes d'engagement du consommateur n'est à exclure à ce stade* ».

☞ Les offres envisagées par le gestionnaire de réseau de distribution

Le GRD⁵² peut néanmoins proposer des offres de raccordement adaptées à la valorisation de productible EnR au niveau local : l'écrêttement de production peut faire l'objet de compensations financières, directes ou sur les coûts de raccordement.

Smart Grid Vendée : « *Une Offre de Raccordement Alternative qui permettrait au producteur d'avoir un gain en coût et/ou délai de raccordement en échange de limitation du productible est étudiée dans le Smart Grid Vendée* ».

Par ailleurs, le projet Smart Grid Vendée a aussi permis de tester et d'étudier les possibilités de valorisation de la flexibilité d'un point de vue local.

⁵¹ Site internet de Venteea : <http://www.venteaa.fr/fr/actualites/une-r%C3%A9gulation-locale-de-tension-exp%C3%A9riment%C3%A9e-%C3%A0-vendeuvre.html>

⁵² GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution



D-IV-2e Quel profil d'acteur pour un opérateur de stockage et quelles positions dans l'organisation du secteur électrique sont étudiés ? Quelles sont les recommandations (règlementaires, techniques, etc) pour favoriser l'insertion du stockage ?



☞ **Le stockage est un outil multiservice, ce qui va dans le sens de sa rentabilité**

Il s'adresse à la fois aux consommateurs, aux producteurs EnR et aux gestionnaires de réseaux. A ce jour, diverses barrières restent encore à lever comme le cite le projet IPERD.

IPERD : « *Si l'insertion de production EnR s'intensifie et donc que le besoin de flexibilité dans le réseau augmente (en particulier au niveau de la distribution si on souhaite limiter le dimensionnement des infrastructures), le stockage sera une des solutions à envisager pour la gestion du système énergétique. Plusieurs conditions restent néanmoins à atteindre :*

- *baisse du coût (encore au moins d'un facteur 2 à 3) ;*
- *augmentation de la performance à l'échelle système (pas au niveau batterie) : rendement, et surtout fiabilité (robustesse et disponibilité en premier lieu) ;*
- *valorisation des services rendus pour plusieurs services, éventuellement auprès de plusieurs acteurs ».*

Il paraît donc aussi important de mieux déterminer les acteurs devant gérer ces actifs de stockage. Un éventuel « rôle de l'opérateur de stockage » reste encore aujourd'hui à définir.

☞ **Les multiples services du stockage peuvent entrer en concurrence.**

RéFLexE : « *Le profil d'acteur pour un opérateur de stockage qui nous paraît nécessaire sera une entité en mesure d'exploiter et d'optimiser la valeur de plusieurs applications. Un tel acteur pourrait être un producteur, ou un opérateur de stockage dédié ».*

- Suivant le point de vue adopté, les usages locaux (besoin de l'opérateur de réseau) et nationaux (valorisation des agrégateurs ou producteurs) peuvent engendrer des signaux prix contradictoires. C'est le cas, par exemple, lorsque les contraintes physiques du réseau local ne sont pas reflétées par les signaux prix issus du marché de l'énergie. Il semble donc utile qu'un actif de stockage fasse l'objet d'une optimisation régulière des services rendus pour établir un programme d'appel priorisant les services pour en maximiser la valeur pour le système dans sa globalité.

IPERD : « *Les différents « usages » du stockage peuvent être incompatibles entre eux donc impossibles à valoriser sur le même outil (exemple : usage réserve de capacité vs gestion des contraintes techniques vs vente d'énergie sur le marché). En conséquent une valorisation du stockage « maximale », même par un opérateur unique type agrégateur, n'est pas triviale (étude sur la compatibilité des usages à mener pour définir cet « usage optimal ») ?*

- Les ZNI⁵³ et territoires interconnectés n'ont pas les mêmes attentes sur le stockage. Pour les ZNI, le stockage pourrait être mis en œuvre par l'opérateur de réseau afin d'améliorer l'insertion des EnR variables en garantissant la qualité d'approvisionnement. Dans les territoires interconnectés, le stockage est directement en concurrence avec l'interconnexion qui est beaucoup plus rentable sur le long terme. Le stockage intervient alors plus ponctuellement pour fiabiliser la flexibilité de la consommation et la production et pour sécuriser les zones sensibles du réseau.

⁵³ ZNI : Zones Non Interconnectées, caractéristique des réseaux électriques îliens ou isolés.

Nice Grid : « *L'îlotage⁵⁴ pourrait présenter un intérêt pour l'alimentation de sites isolés [...]. Il peut également s'appliquer aux sites d'alimentation amont fragile [...]. Cependant, en raison de son coût et de sa complexité, en dehors des situations précitées, son déploiement n'est pas adapté sur le réseau français qui ne connaît en moyenne qu'une heure de coupure par an.*

☞ **Les projets proposent plusieurs évolutions réglementaires sur le service de stockage**

- La segmentation entre acteurs dit de « base » et acteurs « flexibles » (en remplacement à la segmentation actuelle production/consommation/stockage) : la production de base (définie comme obligée) répond à la consommation de base (non flexible) et parallèlement il existe une production modulable et une consommation flexible.
- La définition de point de production/consommation flexible : le projet RéFLexE propose de définir des points de flexibilité.

RéFLexE : « *La condition pour qu'un point puisse être déclaré flexible serait par exemple*

- *une consommation de longue durée (un point d'alimentation de secours n'est pas éligible) ;*
- *la flexibilité à la baisse peut être sollicitée à toute heure de la journée (plage à valider) en jour de semaine pour une durée d'au moins ½ h (ou 1 heure, durée à valider) ;*
- *et que le seuil bas (équivalent aux auxiliaires d'un site de production), la puissance de base (non flexible) soit inférieure à 20% (valeur à valider) de la puissance moyenne sur l'année (consommation annuelle du site divisée par 8760 heures) ».*
- L'instauration de responsables d'équilibre locaux : RéFLexE propose de créer des responsables d'équilibre de petite taille dont le coût de distribution serait conditionné par le taux de charge sur la distribution locale puis par les échanges avec le réseau de transport. Un agrégateur se chargerait alors de piloter chaque responsable d'équilibre sur sa zone.
- Les règles de sécurité et le cadre normatif doivent s'adapter aux nouvelles installations de stockage réseaux et résidentiels pour faciliter leur installation (obtention de permis de construire et d'exploiter) et leur pilotage à distance.

Nice Grid : « *En l'absence de recul sur la sécurité de ces équipements, ENEDIS a choisi un niveau de surveillance élevé et contraignant pour leur conduite au démarrage du démonstrateur. Il faut que le cadre normatif d'installation (qui ne prévoit pas de règle pour des dispositifs de stockage) évolue, pour tenir compte des caractéristiques de ces dispositifs et du retour d'expérience terrain. De même leur emprise au sol et leur coût, qui constituent à l'heure actuelle des freins à leur utilisation généralisée sur le réseau, sont des paramètres à suivre dans le temps* ».

⁵⁴ L'opération d'îlotage de Nice Grid correspond à isoler une poche basse tension, alimentée à partir des panneaux PV et d'un dispositif de stockage.



D-IV-3 Maturité technologique

D-IV-3a Pourquoi ces questions ?

Les solutions déployées dans les projets smart grids sont des technologies de pointe et/ou innovantes. Par conséquent, la plupart d'entre elles n'étaient pas matures économiquement ou même techniquement en début de projet. Les démonstrateurs permettent, par leur mise en œuvre, de distinguer les solutions les plus matures de celles qui nécessitent encore des tests de mise en situation. Globalement, les démonstrateurs ont permis de démontrer la faisabilité technique des différentes solutions déployées. Reste maintenant à déterminer les technologies qui sont prêtes à être déployées plus significativement sur le territoire national ou international, en identifiant plus clairement les conditions de développement de ces différentes technologies.

Par ailleurs, il faut tenir compte du fait que les projets sont menés dans des territoires déterminés par des caractères spécifiques : une typologie de réseau, de population, de climat et par un degré de déploiement des EnR, des télécoms, etc. Dans chaque projet, l'éventail des solutions smart grids testé est donc adapté au cas particulier du territoire de déploiement. Mais l'objectif des projets n'est pas seulement de démontrer l'intérêt et la faisabilité des solutions expérimentées sur le cas particulier de la zone d'étude. La réplicabilité des solutions est également étudiée afin d'évaluer la pertinence des solutions sur les autres territoires ainsi que l'opportunité de généraliser la solution au niveau français, européen ou plus largement à l'international.

D-IV-3b Quelles sont les technologies expérimentées matures pour un marché national ou international ?



Même si tout déploiement à plus grande échelle des solutions techniques développées dans le cadre des démonstrateurs à plus grande échelle sera sujet à une analyse coût bénéfice détaillée, pour chaque industriel ou partenaire des solutions sont maintenant considérées comme matures.

Pour l'aval compteur, **les technologies de pilotage des objets connectés** sont techniquement opérationnelles et en début de commercialisation (par exemple : « Wiser » testé dans GreenLys). Néanmoins, réside toujours la question de l'interopérabilité, notamment celle liée au déploiement de l'Emetteur Radio Linky dans Smart Electric Lyon, reste centrale et nécessite encore des tests supplémentaires réalisés dans la fin du projet, pour une commercialisation prochaine.

Smart Electric Lyon : « *Les fonctions d'interopérabilité avec le compteur nécessitent encore une période de test, notamment avec les compteurs Linky de généralisation et l'équipement ERL⁵⁵* ».

La commercialisation des technologies de pilotage aval compteur est conditionnée par le marché de la domotique qui ne dispose pas de solutions techniques spécifiquement adaptée à cet usage. Un déploiement rapide à l'heure actuelle semble difficilement envisageable, que ce soit en France ou à l'international. Cela freine la généralisation des solutions.

Modelec : « *Dans ce contexte de marché non mature, aucune technologie de référence ne se dégage pour l'effacement et la MDE⁵⁶, que ce soit avec les technologies présentes ou en aval de Linky* ».

Pour le producteur, l'e-DEIE⁵⁷ testé dans Venteea est maintenant opérationnel et pourra être déployé à plus grande échelle.

Les solutions de prévision de production photovoltaïque (quasiment à temps réel) sont techniquement opérationnelles et se déplient sur un marché européen tout juste émergent. La start-up SteadySun, spin-off du CEA qui a pu développer ses outils de prévisions dans le cadre de RéFLexE, est positionnée sur ce créneau et emploie 10 personnes avec quelques premiers succès commerciaux. Elle démontre l'importance de la prévision PV pour les gestionnaires de centrales et de réseaux.

RéFLexE : « *Le projet RéFLexE a permis de développer et déployer plus largement nos outils de prévision de la production de centrales photovoltaïques [...], l'exploitation commerciale de tels outils a déjà commencé* ».

Les plateformes d'agrégation et les offres de flexibilité sont matures et en cours de commercialisation à l'étranger (pour la plateforme DERMS de General Electric indique RéFLexE). Aujourd'hui la condition forte de déploiement est conditionnée par l'émergence d'un cadre réglementaire permettant une participation forte de la flexibilité aux marchés, notamment au niveau local. L'innovation pour les acteurs de la filière se situe donc actuellement dans leur capacité à traiter les flexibilités en mode « temps réel » pour répondre à des besoins d'ajustement.

Le stockage est un outil particulièrement attractif pour la flexibilité. La maturité économique de ces technologies dans les applications réseaux est à surveiller, en particulier sur les marchés internationaux des réseaux contraints ou des zones non-interconnectées.

⁵⁵ ERL : Emetteur Radio Linky

⁵⁶ MDE : Maîtrise de la Demande en Energie

⁵⁷ e-DEIE : Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation de nouvelle génération



Concernant les équipements à déployer sur le réseau, le mini-PCCN testé dans Venteea et Smart Grid Vendée (solution de numérisation du contrôle-commande au niveau du poste source) est mature techniquement et en phase de finalisation avant un déploiement à plus large échelle selon les besoins d'évolution des postes sources. Des études sont en cours chez Enedis pour identifier les zones les plus pertinentes puis de localiser les postes électriques nécessitant ce type d'équipement sur l'ensemble de leur réseau.

Venteea : « *Seul le mini-PCCN, installé depuis mai 2013 et qui a fait l'objet de quelques mises à jour, semble aujourd'hui mature.* ».

Les capteurs⁵⁸ déployés pour la fonction estimateur d'état dans Venteea seront prochainement testés en version industrielle.

Enfin dans un autre cadre, le projet Post a d'ores et déjà permis de développer et commercialiser une version industrielle de **sa solution logicielle Supergrid qui permet de réaliser une optimisation du dimensionnement des systèmes électriques**.

⁵⁸ DéTECTEURS DE DÉFAUTS AÉRIENS BI DIRECTIONNELS AUTOALIMENTÉS : ils sont placés dans des lieux contraints et ont pour but de localiser les défauts.

D-IV-3c Dans quelle mesure peut-on déployer les technologies expérimentées ?



Au regard de la maturité technologique et des modèles d'affaires tester (cf. questions précédentes), divers projets ont souhaité faire un retour sur les conditions de réplicabilité de leur solutions.

☞ Exemple de phasage du déploiement des solutions de flexibilité de consommation décrit par RéFLexE

Le premier palier d'initiation implique en priorité le raccordement des acteurs les plus rentables et les plus faciles d'accès à une plateforme d'agrégation unique. L'offre proposée doit alors rester simple. La cible est ensuite élargie, de façon optimisée, vers des gisements moins sensibles dont l'incertitude de mobilisation est compensée par le volume et l'optimisation de l'agrégation. L'offre peut intégrer de nouvelles fonctionnalités mieux ciblées sur le besoin (forme de la courbe, report, longue durée...).

☞ Un bilan à relativiser au vu des conditions souvent expérimentales de démonstration

Pour les premiers démonstrateurs, le bilan est aujourd'hui parfois négatif. Ce bilan est cependant à relativiser par la prise en compte des conditions de démonstrations encore expérimentales, qui ne sont donc pas toujours optimales. Un potentiel déploiement plus large impliquerait des conclusions différentes.

Nice Grid : « *Dans tous les cas étudiés (sur différentes typologies de réseau basse tension : longueur, section, ratio production/consommation), le bilan économique des flexibilités testées dans Nice Grid est, à date, négatif. Ce qui s'explique notamment par :*

- *une faible durée d'utilisation des matériels installés (ex : utilisation des batteries pendant 90 jours dans l'année au maximum) ;*
- *un périmètre réduit des fonctionnalités étudiées (ex : non valorisation des services système, non optimisation de la valorisation en moyen de production de pointe évité).*

Pour présenter les ratios coûts/bénéfices les plus intéressants, l'utilisation des flexibilités pour résoudre des contraintes du réseau basse tension doit répondre à deux problématiques :

- *agréger un panel de clients assez conséquent pour obtenir un volume de flexibilité suffisant et prévisible ;*
- *offrir des flexibilités sur les phases en contrainte (par exemple chez les clients/producteurs) ».*

☞ L'influence des particularités des zones d'études est notamment rappelée dans le cadre du projet GreenLys

Les différences de résultats sur l'intérêt de la flexibilité entre les zones de Grenoble et Lyon (les deux implantations du projet GreenLys) rappellent qu'il est nécessaire de prendre en compte la variabilité des situations locales (gisement de flexibilité et état du réseau de distribution notamment).

GreenLys : « *Les différences de résultats obtenues entre les zones de Grenoble et Lyon ont mis en avant la difficulté d'extrapoler des résultats locaux à des zones présentant des caractéristiques différentes (gisement de flexibilité et état du réseau de distribution, notamment) ».*



☞ Industrialisation des matériels

La création d'un marché peut être provoquée par l'expérimentation menée dans les projets lorsque les résultats techniques le permettent et que des conditions de déploiement assez générales sont identifiées.

Venteea : « *L'expérimentation mini-PCCN⁵⁹ de Venteea a alimenté la réflexion qui a permis de créer un marché auprès de différents fabricants de matériels* ».

Le REX des différents projets permettra probablement à certains nombre de technologies d'être déployées à une plus grande échelle dans le cadre, par exemple, de l'action de déploiement des Réseaux Electriques Intelligents du plan Nouvelle France Industrielle. Des études seront donc menées pour déterminer les zones où chaque solution aura le meilleur bénéfice pour le système dans sa globalité.

Il est à noter aussi, qu'un des critères facilitant l'industrialisation et la généralisation du déploiement des solutions est la standardisation.

Smart Electric Lyon : « *Smart Electric Lyon est convaincu que sans être une condition suffisante, la standardisation est une condition nécessaire pour améliorer l'éligibilité technique, simplifier les fonctions et diminuer les coûts* ».

⁵⁹ Mini-PCCN : mini Poste de Contrôle Commande Numérique

D-IV-4 Impact environnemental

D-IV-4a Pourquoi ces questions ?

Les smart grids ont entre autres objectifs celui de limiter les émissions de CO₂ (par exemple en participant à la démarche de maîtrise de la consommation ou en jouant de la flexibilité aux moments des pointes de consommation) mais ils nécessitent au préalable le déploiement de technologies [15]⁶⁰ complexes requérant souvent l'utilisation de ressources sensibles (eau, métaux, terres rares, etc.).

La question suivante répertorie les résultats des projets qui ont souhaité communiquer sur leur démarche d'évaluation environnementale. Un premier indicateur est en général donné pas le bénéfice en émissions de gaz à effet de serre permis par les projets afin d'évaluer l'impact climatique en comparaison d'un scénario de non déploiement. Pour aller plus loin, une évaluation multicritère (intégrant par exemple des impacts sur la ressource en eau, terres rares, pollution, déchets, santé, etc.), se rapprochant d'une méthode d'analyse de cycle de vie plus classique, peut aussi faire l'objet d'une étude permettant d'orienter les choix et rythmes de déploiement avec un objectif de développement durable.

⁶⁰ Evaluation de la consommation électrique de la couche TIC dans les Smart Grids, <http://www.ademe.fr/evaluation-consommation-electrique-couche-tic-smart-grids>



D-IV-4b Quels impacts environnementaux ont pu être évalués dans le cadre des projets ?



Il paraît donc aussi important de mieux déterminer les acteurs devant gérer ces actifs de stockage. Un éventuel « rôle de l'opérateur de stockage » reste encore aujourd'hui à définir.

☞ Impact environnemental de la flexibilité électrique : exemple de paramètres à étudier

- **Le matériel smart grid déployé** (par ex. les batteries, les plateformes informatiques, etc.) à travers l'impact environnemental de sa conception, fabrication, transport au lieu d'installation et traitement en fin de vie. Cette évaluation est issue de bases de données environnementales du type Ecoinvent ou Base Impacts. Quel est l'impact environnemental du matériel déployé en amont de son utilisation ?
- **Le mix électrique consommé**. Des bases de données (RTE, Base Carbone...) permettent de connaître à des échelles de temps plus ou moins fines la composition du mix électrique et son impact carbone à différents SCOPES⁶¹. Quel est l'impact environnemental de l'énergie consommée par le nouveau matériel sur place ?
- **L'évolution du mix électrique** impliquée par la mise en œuvre de la flexibilité. Sans aller jusqu'à la prospective, il est nécessaire d'évaluer l'impact de l'effacement ou du report d'une consommation sur le mix électrique sollicité. Quelle baisse d'émission la flexibilité permet-elle ?
- **Les infrastructures de réseaux évitées**. Les smart grids peuvent permettre d'éviter le renforcement des réseaux ou la création de lignes dédiées à l'installation massive d'énergies renouvelables. Dans quelle mesure les évitements ou reports de renforcements réseau permettent-ils une baisse des émissions globales du système électrique considéré ?

☞ Citations illustrant la variabilité des résultats obtenus

- Evaluation absolue et relative de l'impact GES⁶¹ de la batterie

IPERD : « Il s'est avéré à ce stade que l'empreinte carbone (potentiel de changement climatique) de la batterie [...] produite et transportée (hors scenario d'usage) est considérable, estimée à plus de 37 kg CO₂-eq pour chaque kg de batterie mis à disposition sur le site d'accueil [...]. Le bilan global montre un gain escomptable de l'ordre de 4 t CO₂ eq par an⁶³, dans le seul cas de figure où la pointe journalière est au moins pour moitié assurée par une énergie thermique de type charbon ».

- Evaluation absolue et relative de l'impact GES de la flexibilité

RéFlexE : « Nous arrivons au chiffre de 500 g/kWh de flexibilité électrique ».

- Evaluation absolue de l'impact GES du projet

IPERD : « l'outil d'écrêttement de production PV d'IPERD permettrait, par l'évitement du renforcement des infrastructures (en l'occurrence la mutation d'un transformateur 63/20 kV), un bénéfice environnemental net estimé à au moins 0.25 t CO₂- eq par année ».

⁶¹ SCOPE : définit le périmètre opérationnel du Bilan Gaz à Effet de Serre,

<http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/contenu/index/page/bilan+ges+organisation/siGras/0>

⁶² GES : Gaz à Effet de Serre

⁶³ Avec une batterie d'environ 2 tonnes dont l'impact CO₂ est amorti sur 12 ans.

- **Evaluation de l'impact GES relatif de l'effacement simulé du chauffage électrique d'un logement collectif excluant l'impact des infrastructures supplémentaires (pour la gestion du signal sur le réseau et dans le bâtiment)**

Smart Electric Lyon : « *On ne constate qu'une petite diminution des émissions de gaz à effet de serre de 0.4 à 0.5% sur l'année entière par rapport au bâtiment de référence.* ».

- **Evaluation de l'impact des infrastructures (stockage, outils de régulation) et leur utilisation en local en comparaison avec un scénario installation de ces infrastructures**

Venteeea : « *L'intérêt environnemental dépend de la configuration du réseau et doit donc s'envisager au cas par cas, l'apport de production éolienne étant globalement plutôt positif à une échelle locale.* ».

- **Evaluation de l'impact GES de la gestion active de la demande sur le mix électrique**

GreenLys : « *La gestion dynamique de la demande permet d'équilibrer le système en réduisant le recours aux émissions de centrales de pointe polluantes. Cela se traduit essentiellement en termes de réduction d'émissions CO₂ au niveau national : de l'ordre de ~10% de l'émission liée à la production électrique consommée par Lyon. [...] Dans tous les scénarios, l'impact environnemental est faible en volume mais important en termes de valeur pour la société.* ».

☞ **Les gains environnementaux des smart grids se confirment progressivement**

Au-delà de ce bilan mettant en évidence la variabilité des résultats, les travaux menés dans le cadre des démonstrateurs ont permis d'alimenter les travaux menés par RTE dans le cadre de l'action 5 du plan Nouvelle France Industrielle, visant à évaluer l'impact socio-économique des smart grids, et incluant un volet environnemental⁶⁴. L'évaluation de RTE met en évidence les gains environnementaux apportés par les différentes technologies smart grids (hors stockage pour lequel les données sont non disponibles) mais met en garde sur l'importance des hypothèses de préséance économique (compétitivité entre gaz et charbon) sur les résultats.

Par ailleurs, l'ADEME a publié en 2015 une étude sur l'évaluation des surconsommations d'électricité induites par les technologies smart grids⁶⁵. Cette étude évalue une surconsommation de la chaîne smart grid d'environ 1 TWh à l'horizon 2030. Cette surconsommation semble raisonnable au vu des gains énergétiques qui devraient être permis par les smart grids.

⁶⁴ Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

⁶⁵ Evaluation de la consommation électrique de la couche TIC dans les Smart Grids, <http://www.ademe.fr/evaluation-consommation-electrique-couche-tic-smart-grids>



E-I Liste des questions

D-I THEMATIQUE 1 : FAVORISER DES ACTIONS DE MAITRISE ET DE GESTION DE L'ENERGIE	24
D-I-1 MAITRISE DE L'ENERGIE	24
D-I-1b Quelles sont les informations, les modes de présentation et les supports les plus pertinents pour favoriser une meilleure appropriation de la culture de l'énergie ?	25
D-I-1c Quelle est la durabilité des changements de comportement ou de pratique ?	27
D-I-1d Quel pourcentage d'économie d'énergie apporte l'information du consommateur ?	29
D-I-1e Quels sont les outils mis en œuvre pour partager les données entre acteurs ?	30
D-I-2 PILOTAGE DE LA DEMANDE	31
D-I-2b Quel dispositif de pilotage de la demande a été installé avec quel taux d'éligibilité technique ?	33
D-I-2c Quel potentiel de flexibilité est généré dans le cadre des projets ?	36
D-I-2d Quelles quantifications des effets de bord sont observées lors des expérimentations d'effacement (effet report, effet rebond) ?	38
D-I-2e Quel est l'impact des expérimentations d'effacement en termes d'économie d'énergie et sur le confort ?	41
D-II THEMATIQUE 2 : FACILITER L'INSERTION DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE DECENTRALISEE	43
D-II-1 EVOLUTION DES OUTILS RESEAU ET ECHANGE D'INFORMATIONS SUR LA PRODUCTION DECENTRALISEE	43
D-II-1b Quels sont les développements réalisés par les gestionnaires de réseaux pour faciliter l'insertion de production décentralisée ?	44
D-II-1c Comment les technologies déployées ont-elles permis d'améliorer les échanges d'informations entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux ?	46
D-II-2 PILOTAGE, PREVISION ET STOCKAGE DES ENR	47
D-II-2a Quels sont les bénéfices apportés par le pilotage de production ?	48
D-II-2b Quelles sont les évolutions obtenues sur les modèles de prévision de production et de consommation ?	50
D-II-2c Comment le stockage peut-il faciliter l'insertion des EnR et une meilleure gestion du système ?	53
D-III THEMATIQUE 3 : ANTICIPER L'EVOLUTION DES RESEAUX ELECTRIQUES EXISTANTS	57
D-III-1 OBSERVABILITE	57
D-III-1b Quels sont les moyens mis en œuvre pour améliorer l'observabilité des réseaux de distribution ?	59
D-III-2 CONDUITE ET PLANIFICATION DES RESEAUX	60
D-III-2b Comment les technologies mises en œuvre participent-elles à l'optimisation des fonctions du réseau BT ou HT ?	61
D-III-2c Quel est l'impact des solutions smart grids sur la planification du renforcement réseau ?	63
D-III-3 ARCHITECTURE TELECOM ET CYBER-SECURITE	64
D-III-3b Quelles TIC et mesures de cyber sécurité ont été mises en œuvre ?	65
D-IV THEMATIQUE 4 : PREFIGURER LES MODELES D'AFFAIRES	66
D-IV-1 ANALYSES COUTS-BENEFICES ET REPARTITION DES BENEFICES PAR ACTEUR	66
D-IV-1b Pour les services étudiés, quels sont les bénéfices du projet par acteur ?	67
D-IV-2 VALORISATIONS ECONOMIQUES ET MECANISMES DE MARCHE	69
D-IV-2b Quelles valorisations économiques ou stimulations tarifaires sont testées dans le cadre des projets ?	70
D-IV-2c Quels sont les modèles d'affaires permettant de trouver le(s) meilleur(s) compromis entre acceptabilité et diffusion large vs gains en termes d'économie d'énergie ?	71
D-IV-2d Quels sont les modèles d'affaires adaptés à la valorisation de la production EnR ?	73
D-IV-2e Quel profil d'acteur pour un opérateur de stockage et quelles positions dans l'organisation du secteur électrique sont étudiés ? Quelles sont les recommandations (règlementaires, techniques, etc) pour favoriser l'insertion du stockage ?	74
D-IV-3 MATURITE TECHNOLOGIQUE	76
D-IV-3b Quelles sont les technologies expérimentées matures pour un marché national ou international ?	77
D-IV-3c Dans quelle mesure peut-on déployer les technologies expérimentées ?	79
D-IV-4 IMPACT ENVIRONNEMENTAL	81
D-IV-4b Quels impacts environnementaux ont pu être évalués dans le cadre des projets ?	82

E-II Abréviations

BT	Basse Tension, tension la plus basse du réseau de distribution (400 volts/230 volts)
DEIE	Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation, entre producteur EnR et gestionnaire de réseaux
DLR	Dynamic Line Rating, estimation dynamique des capacités de transit des lignes électriques
ECS	Eau Chaude Sanitaire
e-DEIE	Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation de nouvelle génération
EnR	Energie Renouvelable
ERL	Emetteur Radio Linky
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
HTA	Haute Tension A, réseau moyenne tension (20 000 volts), faisant partie du réseau de distribution
HTB	Haute Tension B, réseau de haute tension (entre 63 000 volts et 400 000 volts), géré par RTE
MDE	Maîtrise de la Demande en Energie
mini-PCCN	Mini-Poste de Contrôle Commande Numérique, désigne une typologie de poste de transformation électrique dont certaines fonctionnalités ont été numérisées
NEBEF	Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, le mécanisme NEBEF permet aux opérateurs de valoriser l'énergie effacée sur les marchés de l'énergie.
NEM	Network Energy Manager
NFI	Nouvelle France Industrielle
nRMSE	Normalised Root Mean Square Error, mesure d'une erreur normalisée entre prévision et état réel
PAC	Pompe à chaleur
PCAET	Plan Climat Air Energie Territorial
PCCN	Poste de Contrôle Commande Numérique, désigne une typologie de poste de transformation électrique dont toutes les fonctionnalités sont numériques
PME	Petites et Moyennes Entreprises
R&D	Recherche et Développement
REI	Réseaux Electriques Intelligents
RTE	Réseau de Transport d'Electricité, entreprise française Gestionnaire du Réseau de Transport électrique
S3REnR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition, système de télégestion utilisé notamment par les producteurs EnR et les gestionnaires de réseaux
SCOPE	Désigne le périmètre opérationnel du Bilan Gaz à Effet de Serre
SEI	Systèmes Electriques Intelligents
Smart Grid	Désigne un réseau électrique intelligent
TACs	Turbines à Combustion
THT	Très Haute Tension, concerne les tensions supérieures à 100 000 Volts en tension alternative, gérée par le Gestionnaire de Réseau de Transport (RTE)
TIC	Technologie de l'Information et la Communication
TIC	Télé-Information Client, sortie sur un compteur électrique électronique ou communicant permettant de connecter des dispositifs pour obtenir des informations sur le tarif en cours, la consommation en cours, etc. (selon le type de compteur)
VEHR	Véhicules Electriques et Hybrides Rechargeables
ZI	Zone Interconnectée, caractéristique des réseaux électriques connectés à un réseau plus étendu (typiquement au niveau national ou européen)
ZNI	Zone Non-Interconnectée, caractéristique des réseaux électriques îliens ou isolés



E-III Travaux cités

- [1] ADEME, « Avis de l'ADEME sur « Le compteur Linky » : analyse des bénéfices pour l'environnement, les consommateurs et les collectivités », <http://www.ademe.fr/avis-lademe-compteur-linky-analyse-benefices-lenvironnement-consommateurs-collectivites>.
- [2] ADEME, « Flexibilité de la puissance électrique au sein de bâtiments de bureaux : l'acceptabilité sociale en question », <http://www.ademe.fr/flexibilite-puissance-electrique-sein-batiments-bureaux-lacceptabilite-sociale-question>.
- [3] ADEME, « Potentiels du véhicule électrique (Les), Avis de l'ADEME », <http://www.ademe.fr/potentiels-vehicule-electrique>.
- [4] ADEME, « Faciliter l'évaluation des solutions de maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel en lien avec le développement des smart grids », <http://www.ademe.fr/faciliter-levaluation-solutions-maitrise-demande-delectricite-secteur-residentiel-lien-developpement-smart-grids>.
- [5] ADEME, GRDF, « Compteurs communicants gaz, pratiques des ménages et économies d'énergie », <http://www.ademe.fr/compteurs-communicants-gaz-pratiques-menages-economies-dennergie>.
- [6] Alphéeis, « 'SoEcoMDE' : Analyse des facteurs socio-économiques qui entrent en jeu dans l'utilisation et l'adoption par les ménages des solutions de MDE dynamique. Etude internationale. Rapport de recherche pour l'ADEME » 2013.
- [7] A. Nationale, « Rapport d'information sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus », <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i3690.pdf>.
- [8] CRE, « Etude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution » Janvier 2016, www.cre.fr/documents/publications/etudes/etude-sur-la-valeur-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-de-distribution/consulter-l-etude.
- [9] ADEME, « Effacement diffus (L'), Avis de l'ADEME », <http://www.ademe.fr/effacement-diffus-l>.
- [10] ADEME, « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », <http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-denergies>.
- [11] ADEME, « Transition énergétique passe par le compteur (La), ADEME & Vous : Le Mag n°94, pp.5-12 », <http://www.ademe.fr/ademe-mag-ndeg94>.
- [12] ADEME, « Smart Grids : Le savoir-faire français,» Novembre 2015, <http://www.ademe.fr/smart-grids-savoir-faire-francais>.
- [13] RTE, « Chantier Réseaux électriques intelligents | Feuille de route », <https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/images/alaune/FDRoute.pdf>.
- [14] RTE, « Valorisation Socio-économique des réseaux électriques intelligents » 2015, http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf.
- [15] ADEME, « Evaluation de la consommation électrique de la couche TIC dans les Smart Grids », <http://www.ademe.fr/evaluation-consommation-electrique-couche-tic-smart-grids>.
- [16] ADEME, « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.
- [17] ADEME, « Systèmes électriques intelligents, Feuille de route stratégique » 2013, <http://www.ademe.fr/systemes-electriques-intelligents>.

E-IV Tableau récapitulant les retours des projets concernant les solutions télécom retenues

IPERD	Solutions télécoms		Communication filaire : - protocole MODBUS RTU pour le rapatriement des données ; - protocole MODBUS TCP pour le système batterie ; - protocole CAN pour les batteries.	Centrales de mesures de marque SOCOME (type DIRIS) + serveur web pour prise en main à distance
	Sécurité	Aucun	Aucun	Tunnel VPN pour la prise en main à distance
Modelec	Solutions télécoms	Module radio ZigBee avec microcontrôleur intégré	Box ADSL + Hub Box (avec connexion persistante) Avantage : insertion d'un module au sein d'un système de services Inconvénient : attention à l'état de connexion client	Interface client utilisant l'Application Programming Interface de Ijenko et Direct Energie Contrainte : stabilisation pour garantir le meilleur taux de fiabilité possible
	Sécurité		Protocole BHP de Ijenko	Opérations via le protocole HTTPS Collecte des données sur le serveur sécurisé du fournisseur Direct Energie
Nice Grid	Solutions télécoms	Radio (module émetteur TIC) et filaire	BPL (technologie CPL) ADSL (1 ligne : poste source <> SI Enedis) Répéteurs HTA et BT Avantage : débit BPL importants (>10Mbits) Inconvénient : portée du signal de maximum 3 km en HTA et 250 m en BT	Intelligence centralisée au niveau du NEM et du SI Enedis
	Sécurité			
RéFlexE	Solutions télécoms	Liaisons filaires entre capteurs + détection de coupure Solutions radio + données cryptées	Concentrateur (Sagemcom) Contrainte : gestion des clefs	Plateforme et ses interfaces utilisateurs (Sagemcom)
	Sécurité	Accès physique restreint AES sur les capteurs radio	Protocol standard SSL Tunnel VPN	Tunnel VPN pour l'accès de l'opérateur à la l'interface utilisateur de la plateforme



Smart Electric Lyon	Solutions télécoms	Compteur Linky via Télé-Information Client (TIC Enedis) Via protocoles radio ZigBee pro 2012 (2,4GHz) et KNX RF multi (868MHz) Entre l'Emetteur Radio Linky et l'émetteur/récepteur client Contraintes : - aligner les couches applicatives ZigBee (attributs) et KNX (datapoints) aux spécifications de la TIC ; - alimentation des composants avec peu de disponibilité sur le marché.	CPL	
	Sécurité	En rapport avec l'évolution de la normalisation : non traité explicitement dans le projet		
Nice Grid	Solutions télécoms	Compteur CPL G3	CPL G3 : - CENELEC A (NAN) en BT + routage LOADng 3 ; - FCC (FAN) en HTA + routage LOADng 4. Concentrateur (Sagemcom) Communication applicative : - DLMS/COSEM ; - entre le SI de téléconduite et les équipements réseau (SACOMUT ou PA). Equipements CPL G3 HTA (SACOMUT ou Modem FCC) via le protocole CoAP Coordinateur HTA Translation d'adresse IPv4/IPv6	Interface d'exploitation HTA Accès physique restreint + authentification
	Sécurité		Sécurité point à point : - soit au niveau applicatif offerts par DLMS/COSEM ; - soit au niveau réseau par l'utilisation de tunnels IPSec.	
Venteea	Solutions télécoms		GPRS	
	Sécurité		APN privé	



LE PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS D'AVENIR (PIA)

L'État a créé en 2010 le Programme d'investissements d'avenir (PIA) destiné à stimuler l'innovation, accroître la compétitivité des entreprises, favoriser l'emploi et promouvoir l'égalité des chances.

Le programme s'articule autour de 5 priorités stratégiques : enseignement supérieur et formation, recherche, filières industrielles et PME, développement durable et économie numérique.

47 Md€ ont été alloués à ce programme : un premier volet de 35 Md€ en 2010, un second volet de 12 Md€ en 2013.

La mise en œuvre des Investissements d'avenir est pilotée par le Commissariat général à l'investissement (CGI).

www.gouvernement.fr/investissements-d-avenir-cgi

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

www.ademe.fr

LES COLLECTIONS DE L'ADEME

 **ILS L'ONT FAIT**
L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.

 **EXPERTISES**
L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.

 **FAITS ET CHIFFRES**
L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.

 **CLÉS POUR AGIR**
L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.

 **HORIZONS**
L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



SYSTÈMES ELECTRIQUES INTELLIGENTS

PREMIERS RÉSULTATS DES DÉMONSTRATEURS

RAPPORT

Depuis 2009, l'ADEME joue un rôle clé dans l'accompagnement à la structuration de la filière des Réseaux électriques intelligents. L'Agence participe au financement des projets d'envergure « smart grids » dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA) piloté par le Commissariat général à l'investissement (CGI).

Les premiers retours des 12 projets les plus avancés, fin 2015, font l'objet de cette synthèse qui questionne quatre thématiques fondamentales :

- favoriser des actions de maîtrise et de gestion de l'énergie ;
- faciliter l'insertion de la production renouvelable décentralisée ;
- anticiper l'évolution des réseaux existants ;
- préfigurer les modèles d'affaires des solutions smart grids.

Ce rapport est complété d'une synthèse (réf. 010040) disponible dans la médiathèque du site Internet de l'ADEME.

**ADEME**

Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie



PRÉMIER MINISTRE
COMMISSARIAT GÉNÉRAL
À L'INVESTISSEMENT

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

MINISTÈRE DE L'ÉDUCATION
NATIONALE, DE L'ENSEIGNEMENT
SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
ET DES FINANCES

www.ademe.fr



ISBN 979-10-297-0593-9

010039



9 791029 705939