

DATE : 02/12/2015

REPONSE GRDF A LA DELIBERATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE DU 25 FEVRIER 2015

DEVELOPPEMENT DES RESEAUX INTELLIGENTS EN GAZ ET OPTIMISATION MULTI-ENERGIE

Dans sa délibération du 25 février 2015, la Commission de régulation de l'énergie demande à chaque gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés :

- de préciser les optimisations du système énergétique local que pourraient apporter une plus grande coordination entre les différents réseaux d'énergies et une mutualisation de certains équipements ;
- d'identifier les impacts d'une interaction forte entre les différents réseaux énergétiques sur la gestion globale des réseaux d'électricité et de gaz naturel.

L'objectif de cette note est d'explicitier les actions menées par GRDF sur les *Smart Gas Grids* en général et en particulier sur le champ de la recommandation de la CRE.

Le système énergétique français est en pleine mutation. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe les nouveaux enjeux de l'énergie en France, en particulier un objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation finale de gaz en 2030. L'apport du réseau de distribution de gaz sera déterminant pour la réussite de cette transition énergétique.

Les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz, au premier rang duquel GRDF, ont de par leur histoire toujours travaillé à rechercher des coopérations ou des coordinations dans leurs activités. C'est désormais dans le cadre de la transition énergétique que GRDF étudie toute piste de mutualisation ou de coopération au service des enjeux fixés par la loi ainsi qu'au service des collectivités territoriales en charge des politiques locales d'énergie.

Néanmoins, en complément de la délibération de la CRE du 25 février 2015, GRDF plaide pour que :

1. Le sujet *Smart Gas Grids* soit un objet d'étude en soit par la CRE, non plus simplement sous l'unique angle des interactions avec les Smart Grids en électricité
2. Les moyens nécessaires à l'étude, à la réalisation des pilotes et au déploiement des solutions smart soient accordés aux opérateurs pour que la réponse de GRDF sur le *Smart Gas Grids* et les interactions multi-énergies puisse aller au-delà de la simple énumération décrite dans ce document.

I. Les principaux enjeux liés aux *Smart Gas Grids*

En accompagnant une évolution profonde du paysage énergétique, les réseaux qui permettent l'acheminement d'énergie jusqu'à son point de consommation vivent un mouvement de modernisation sans précédent. Ce que l'on nomme *Smart Grids* en est le résultat : un ensemble formé par les réseaux d'énergie proprement dits, associés aux technologies de l'information et de télécommunication (TIC) permettant de [1] maximiser la part renouvelable des consommations énergétiques et [2] améliorer l'efficacité de l'acheminement tout en [3] assurant des prix abordables et compétitifs.

Visible à de multiples niveaux des systèmes gaziers et électriques, cette convergence progressive de deux secteurs traditionnellement distincts ouvre ainsi la voie à une gestion avancée de moyens de stockage, de production d'énergie distribuée et renouvelable, ainsi que des consommations.

Le terme *Smart Gas Grids* définit le réseau de distribution de gaz qui se projette dans l'avenir en intégrant des fonctionnalités issues des TIC. S'appuyant sur la mise en service d'éléments communicants, les outils de l'exploitant du réseau de gaz évoluent au service d'un triple objectif :

- une efficacité en constante amélioration,
- la prise en compte du rôle croissant de nouveaux acteurs –y compris des consommateurs– ,
- l'instauration de passerelles de coopérations entre réseaux collectifs.

La définition d'un *Smart Gas Grids* s'articule autour de 4 macro-fonctionnalités définies par l'Expert Groupe 4 missionné par la Commission Européenne en 2011.

1. Intégration croissante de gaz renouvelables dans les consommations

Aujourd'hui produit à base de déchets et, à plus long terme, de bois, de paille ou de micro-algues, le biométhane est un gaz vert, 100% renouvelable, injecté dans le réseau de gaz naturel. La multiplication de points d'injection de gaz de qualités variables devient une réalité, nécessitant une amélioration des indicateurs de performance du réseau de distribution : hier, le gaz ne provenait que du réseau de transport national ; demain, GRDF assurera l'accès au réseau à de multiples producteurs locaux de biométhane.

C'est grâce à des outils de surveillance de la qualité du gaz et de l'état du réseau plus élaborés, qu'un nombre croissant de points d'injection pourront être créés, tout en répondant à une attente de qualité du service de plus en plus exigeante.

De plus, l'injection de gaz vert fait évoluer le cœur de métier du gestionnaire de réseau. Afin d'optimiser l'intégration du biométhane, l'équilibrage entre sa production locale et les variations des consommations de gaz nécessitera l'implémentation de stratégies de pilotage dynamique à l'échelle locale.

Avec actuellement plus de 380 demandes d'accès au réseau déposées auprès de GRDF par des producteurs de biométhane pour valoriser déchets agricoles (78%), ordures ménagères (12%) ou boues de stations d'épuration des eaux usées (10%), l'exercice de prospective

énergétique de l'ADEME prévoit une pénétration de 17% du gaz vert en 2030 et 57% en 2050. Par ailleurs, GRDF contribue à l'étude technico-économique des procédés de gazéification de la biomasse solide et de méthanisation de micro-algue pour accroître les possibilités de valorisation de la biomasse.

2. Efficacité croissante du réseau de distribution de gaz

Avec la création de bureaux d'exploitation, véritables « tours de contrôle » couvrant l'ensemble du territoire, c'est dès aujourd'hui au cœur du pilotage du réseau que GRDF place l'innovation et la technologie.

La télé-surveillance est déjà une réalité concrète chez GRDF, puisque plus de 2 700 équipements télé-transmettent des informations sur le réseau, une centaine permettant d'intervenir à distance. D'ici 2020, plus de 7 000 équipements (protection cathodique et postes de détente) deviendront « communicants », de nouveaux outils de télé-pilotage seront déployés, la supervision des bureaux d'exploitation sera centralisée et l'« hypervision » des réseaux généralisée, faisant du réseau de distribution un véritable *Smart Gas Grid*.

3. Intégration de technologies intelligentes plus efficaces

Dès aujourd'hui, des équipements biénergie performants, tels que les chaudières hybrides, permettent une optimisation et des arbitrages locaux entre le gaz et l'électricité. A partir de gaz naturel, les micro-cogénérateurs délivrent électricité et chaleur décentralisées, au plus près des besoins du consommateur, tout en évitant les pertes liées à l'acheminement d'électricité. Associées à des outils de pilotage centralisés, ces technologies peuvent être gérées de manière concertée afin -par exemple- de soulager le réseau d'électricité lors de pics de consommation.

Le réseau de distribution de gaz est un intégrateur de ces équipements de plus en plus accessibles et performants, jouant ainsi un rôle essentiel dans le développement de complémentarités avec d'autres vecteurs énergétiques.

4. Coopération des réseaux à la maille locale

Les territoires disposent de très nombreux réseaux collectifs – gaz, électricité, chaleur, eau potable, eaux usées, télécommunications – qui ont été conçus de manière indépendante. Les rapprocher permettrait de mieux valoriser leurs services, chacun pouvant mettre ses atouts spécifiques au service d'une optimisation énergétique à la maille locale.

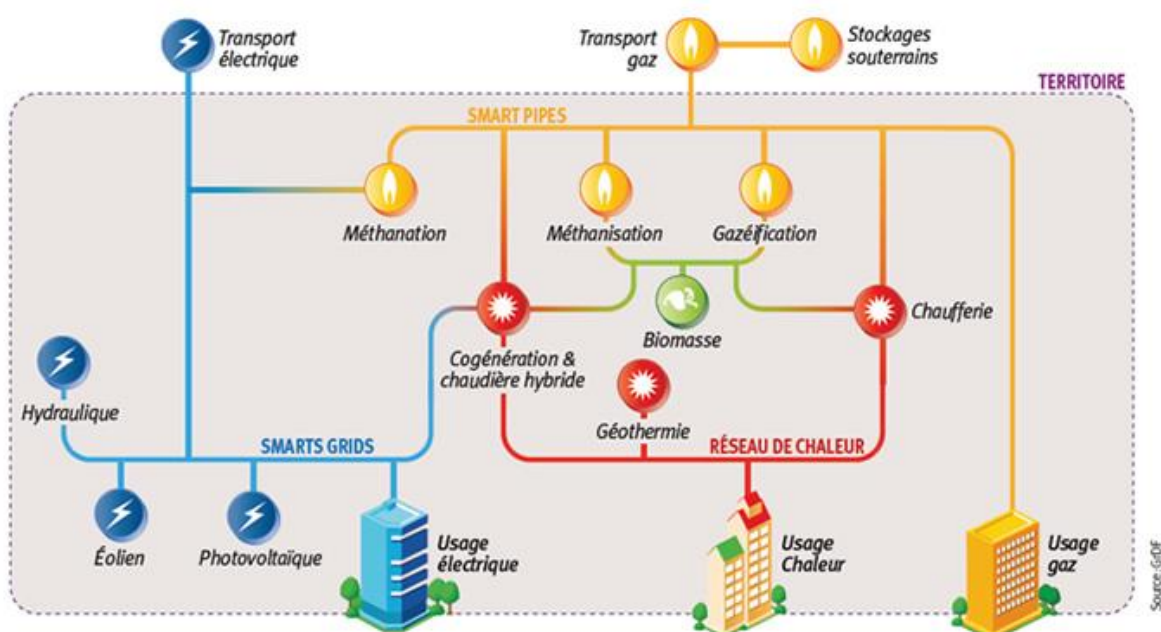
C'est dans cette perspective que GRDF valorise notamment la capacité de stockage « naturelle » du réseau de gaz et prépare l'émergence de procédés innovants tels que la méthanation, qui permet de transformer hydrogène et CO₂ en méthane de synthèse.

Emblématique des efforts déployés par GRDF, « GRHYD » est un projet quinquennal de 16 millions d'euros inauguré en 2014, visant à évaluer l'opportunité technico-économique de l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel.

En complément de cette vision européenne autour de 4 thématiques, GRDF prépare l'avenir en développant un volet complémentaire : le projet de comptage communicant gaz. Gazpar sera le levier d'optimisation d'exploitation grâce à une meilleure connaissance de l'état des flux réseau gaz et constituera un véritable outil de maîtrise de la demande en énergie au service de la collectivité.

Le réseau de distribution gaz se modernise et se dote ainsi des outils qui lui permettront de jouer pleinement le rôle qui lui revient dans un système énergétique optimisé global. Au service d'une meilleure compétitivité, une sécurité d'approvisionnement renforcée et l'intégration des ressources renouvelables incluant le biogaz, la complémentarité et le couplage gaz-électricité permettent de sortir d'une vision mono-énergie pour développer une vision optimisée des *Smart Networks* à l'échelle des territoires.

Les réseaux d'énergie intelligents, une des clés pour l'optimisation des infrastructures territoriales



II. *Smart Gas Grids* et optimisation multiénergies

1. Optimisation du système énergétique local

Les collectivités territoriales ont en charge les politiques locales d'énergie via notamment l'élaboration de leur plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) ou leur Schéma régional du Climat de l'Air et de l'Energie (SRCAE). C'est dans ce cadre que les collectivités organisent, coordonnent et concertent sur leur territoire avec l'ensemble des acteurs concernés.

GRDF renforce sa participation à ces concertations aux côtés des autres opérateurs ainsi qu'à accompagner les collectivités dans leur planification énergétique et climatique. Ainsi, GRDF a notamment participé à la définition du projet Brest Rive Droite dans le cadre de l'appel à projets « Boucles énergétiques locales » de la Région Bretagne en 2012. C'est en amont que les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz et d'électricité se sont associés à la construction de la réponse de la Communauté Urbaine de Brest Métropole Océane. La concertation de tous les partenaires a pu faire émerger le projet alliant réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, qui intègrent tous des sources de production d'origine renouvelable.

Les collectivités ont des attentes fortes en terme de données nécessaires à l'élaboration de leur PCET ou leur SRCAE mais également pour les aider à produire des diagnostics énergétiques de tout ou partie de leur territoire, simuler des prévisions de mix énergétique, arbitrer et décider sur les projets de Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte,... Les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité réalisent régulièrement des études auprès des collectivités locales concédantes pour connaître leurs attentes vis-à-vis des gestionnaires des réseaux de distribution. Il en ressort que les collectivités locales attendent de leurs gestionnaires un accompagnement sur des projets globaux d'optimisation énergétique pour leurs politiques d'aménagement du territoire. Des collaborations entre les gestionnaires du réseau de distribution de gaz et d'électricité sont possibles et permettraient d'appuyer les projets globaux d'optimisation énergétique des collectivités locales pour leurs politiques d'aménagement du territoire.

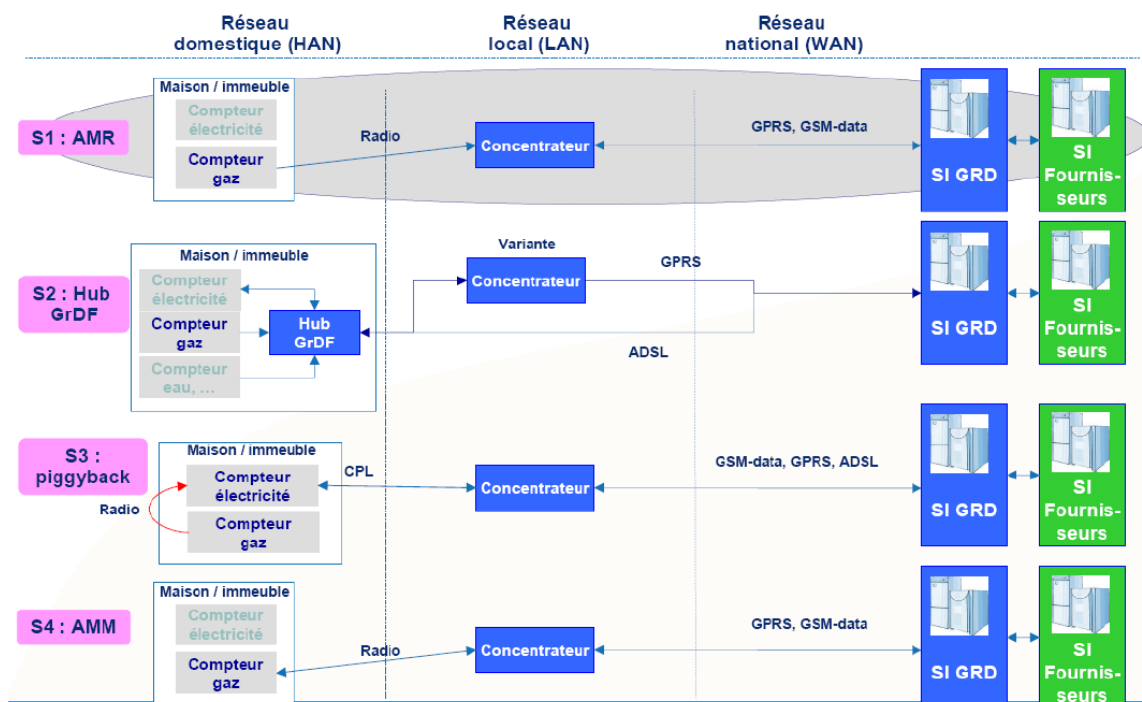
Il sera nécessaire de définir des modalités de mise à disposition ainsi que des formats de données communes à l'ensemble des gestionnaires de réseaux. Les échanges et la concertation sur ces sujets ont lieu dans le cadre de la préparation du décret d'application de l'article 179 de la LTECV. A cette occasion, ERDF et GRDF ont co-organisé en octobre 2015 une réunion technique sur les questions des données agrégées à destination des collectivités pour avancer sur une connaissance partagée entre les opérateurs, les administrations, les représentants des collectivités et autres intervenants des territoires tels que les observatoires de l'énergie.

2. Mutualisation des équipements et coopération dans la construction des ouvrages

A. Mutualisation dans le cadre des projets compteurs communicants

Une réflexion a déjà été menée sur la mutualisation des équipements entre les réseaux de distribution d'électricité et les réseaux de distribution de gaz. Celle-ci a permis d'identifier un sujet commun : les compteurs communicants LINKY d'ERDF et GAZPAR de GRDF, et ceux des ELD. Le sujet a été instruit de manière commune, tant sur la mutualisation des équipements que sur la coordination du déploiement.

En ce qui concerne la mutualisation des équipements, en l'occurrence la chaîne de communication, quatre scénarios ont été étudiés par la CRE et décrits dans la note technique de consultation publique en date du 26 mai 2009.



Source : Capgemini

Les éléments économiques associés aux scénarios ainsi qu'aux besoins exprimés en matière de fonctionnalité aboutissent logiquement à retenir la solution correspondant à deux chaînes de communication distincte, une pour l'électricité (CPL) et une pour le gaz (ondes radio).

Par ailleurs, les études menées en 2009 ont démontré qu'un déploiement commun n'était pas économiquement rentable au regard de la complexité de sa mise en oeuvre technique. En revanche, différents sujets nécessitent une coordination entre GRDF et ERDF:

- la relation avec les clients et les collectivités locales : coordination de la communication autour du déploiement et des modalités d'accompagnement de la prise de rendez-vous, des réponses aux questions des clients via les hotlines mises en place par les deux projets... ;

- la relation avec les fournisseurs : coordination sur les modalités d'information liées au planning de déploiement, ainsi que sur les évolutions de prestations et modalités de fonctionnement du système (coordination de la date d'abonnement mensuel par exemple, pour faciliter la facturation bi-énergies) ;
- la relation avec les entreprises de relevé à pied : Les marchés de relevé à pied sont mixtes. La négociation des renouvellements de marchés et la gestion de la décroissance d'activité doivent être coordonnées ;
- les ressources du service commun : un certain nombre des ressources internes impactées par les projets sont mixtes. La communication sur les impacts métiers doit être coordonnée ;
- Le planning de déploiement : pour limiter les impacts sur un territoire, il est souhaité que les deux projets soient déployés dans un intervalle réduit sur un territoire donné afin de limiter :
 - les coûts en réduisant la durée de relèvement à pied pour une seule énergie ;
 - le dérangement des clients en évitant d'intervenir sur des périodes trop rapprochées.

Une coordination doit être mise en œuvre sur les plannings de déploiement respectifs.

B. Mutualisation d'autres équipements

A date, aucun autre équipement n'a été identifié comme pouvant faire l'objet d'une étude commune visant à évaluer les gains d'une mutualisation. En particulier, les exigences réglementaires sur la distance entre les réseaux de gaz et d'électricité pour des raisons de sécurité interdit la mutualisation des chantiers de pose de canalisation.

C. Coordination de travaux

GRDF développe un outil permettant d'assurer une meilleure coordination des travaux entre opérateurs, en lien avec les programmes de voirie des collectivités. L'outil de représentation spatiale permettra d'améliorer la visibilité des travaux envisagés par GRDF à un horizon de un à trois ans. Concrètement, il s'agit de développer un outil SI permettant la visualisation et la superposition de programmes travaux de différents opérateurs avec les programmes de voirie des collectivités.

La coordination des travaux contribue au développement durable (moins de matériaux extraits, de matériaux nobles apportés) et à la satisfaction des tiers par la réduction de la gêne aux riverains.

GRDF répond également chaque année à près d'un million de « notifications » dans le cadre du traitement des travaux de tiers (DT-DICT-ATU -avis de travaux urgents-).

Le niveau d'exigence en termes de délais ainsi que les nouvelles possibilités apportées par les outils SI, telles que la production automatique du plan de la zone d'emprise du chantier ou l'analyse des critères du chantier devant faire l'objet de recommandations, justifient une automatisation avancée de l'établissement des réponses.

Le développement de l'automatisation permettra des gains en termes de sécurité industrielle (recentrage des salariés des Cellules Travaux de Tiers sur l'analyse des chantiers les plus complexes, les rendez-vous de chantiers) et d'efficacité opérationnelle.

3. Evaluation prospective d'un renforcement de l'interaction entre les différents réseaux énergétiques

A. Interaction à l'aval des réseaux : équipements innovants

En aval chez les consommateurs, deux technologies permettent une optimisation multi-énergie à l'échelle des réseaux de distribution : la micro et mini cogénération et les systèmes hybrides.

La micro cogénération (<36 kW) et mini cogénération (<250 kW)

La production combinée de chaleur et d'électricité se révèle plus efficace que des productions séparées en rendement global. Cette production d'électricité à très haut rendement dépend des besoins de chauffage, elle est donc directement corrélée à la pointe de consommation saisonnière.

En particulier, la micro et la mini cogénération raccordées aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz constituent un véritable soutien à la production d'électricité lors des périodes de tension, et permet de soulager les infrastructures de transport et de distribution d'électricité. Les premiers retours des opérations pilotes dans le cadre de travaux copiloté ADEME, ARMINES, RTE et GRDF¹ montrent une réduction de 10 à 20% de la puissance maximale appelée au poste source de distribution d'électricité de chaque client équipé de ces solutions. Des piles à combustibles de petite et moyenne puissance font actuellement l'objet de tests in situ dans le cadre du projet EPILOG mené avec l'ADEME.

Solutions hybrides gaz/électricité

La chaudière hybride, destinée au résidentiel, résulte de l'assemblage d'une petite pompe à chaleur électrique aérothermique (< 5 kW) et d'une chaudière à condensation autour d'une régulation intelligente. Elle permet d'associer les avantages des deux technologies dans un packaging mono ou bi-bloc dont le coût est compris entre le faible coût de la condensation et le coût plus conséquent d'une pompe à chaleur électrique, si celle-ci devait produire l'intégralité du chauffage du logement. Sur le même principe, des pompes à chaleur hybrides de plus forte puissance (80 kW) sont destinées au marché du tertiaire.

L'intérêt pour la réduction de la pointe d'électricité réside dans le mode original de régulation comparé aux anciennes pompes à chaleur en relève de chaudière. En effet, les chaudières et pompes à chaleur hybrides sont pilotées en fonction de l'optimum énergétique. Pour des températures tempérées, la pompe à chaleur électrique est plus performante, elle est donc utilisée en priorité. A plus basse température, la chaudière à condensation affiche des performances en énergie primaire plus intéressantes : la pompe à chaleur électrique est

¹ C. Vuillecard, Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique basée sur les technologies gaz naturel, thèse de doctorat soutenue le 14 mars 2013

coupée et la chaudière assure l'intégralité du besoin. Ainsi, la pompe à chaleur hybride efface automatiquement ses consommations électriques lors des vagues de froid, contrairement aux pompes à chaleur classiques. Il peut même être envisagé demain un pilotage sur signal via LINKY pour assurer un basculement de l'électricité vers le gaz, par exemple en cas de contrainte locale sur le réseau de distribution d'électricité en-dehors d'une vague de froid.

Cette logique d'hybridation se décline également en matière de production d'eau chaude sanitaire avec le chauffe-eau thermodynamique (CET). La priorité de fonctionnement du brûleur gaz par temps froid sur la petite pompe à chaleur équipant le CET hybride présente un intérêt similaire aux autres solutions décrites s'agissant de la réduction de la pointe électrique d'hiver et de l'optimisation technico-économique du système.

Ces solutions hybrides pour le chauffage et l'eau chaude font l'objet d'un programme de test en conditions réelles dans le cadre d'une convention GRDF-ADEME.

B. Interaction en amont des réseaux : le *Power-to-Gas*

A l'amont, le développement des énergies renouvelables électriques variables comme l'éolien et le photovoltaïque suscite des interrogations quant à leur insertion dans les réseaux. Un trop faible niveau de production nécessite en effet de disposer de capacités de production modulables en appui ; à l'inverse, une production trop importante nécessite de développer des capacités de stockage ou de conversion des excédents.

En réponse à ces interrogations, les technologies de conversion d'électricité en gaz, principe baptisé *Power-to-Gas*, sont parfois avancées. S'appuyant sur l'importante capacité de stockage des infrastructures de gaz (stock en conduite et stockages souterrains), elles visent à transformer l'électricité renouvelable en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel en l'état, ou après une étape de méthanation, qui consiste à l'associer à du CO₂ pour le convertir en méthane.

Enjeux du *Power-to-Gas*

De plus en plus prévisibles, les unités de production d'électricité renouvelable ne pourront pour autant jamais être pilotées, car elles dépendent de facteurs non maîtrisables (ensoleillement, vent, marées etc.). Dans la perspective d'un fort développement de ces sources d'énergie, différents scénarios prospectifs prévoient ainsi d'importants surplus de production d'électricité.

Ces excédents d'électricité seront essentiellement de longue durée (80% durant des périodes de surplus de plus de 12 h consécutives) et ne pourront être que partiellement absorbés par les techniques de stockage existantes. En particulier, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)², technologie la plus déployée en France, ne permettent de stocker que de faibles quantités d'énergie (quelques dizaines de GWh) sur de modestes durées (quelques dizaines d'heures). Elles assurent un rôle essentiel pour l'équilibre offre-demande journalier mais ne seront pas en mesure d'absorber l'ensemble des excédents d'électricité de longue durée.

² STEP : barrages hydrauliques avec des réserves d'eau supérieures et inférieures, capables de fonctionner en pompage pour stocker et en turbinage pour déstocker.

Le *Power-to-Gas* est aujourd'hui considéré comme la seule technique adaptée à la conversion d'importantes quantités d'électricité (plusieurs TWh) et sur des durées importantes (de quelques heures à plusieurs mois) sans nécessiter de rupture technologique. Il ne s'agit pas à proprement parler d'un procédé de stockage, mais d'une technologie permettant de valoriser l'électricité sous la forme de gaz, pour desservir ensuite toutes ses utilisations (chaleur, carburant...). Ce procédé fait actuellement l'objet d'une cinquantaine de projets pilotes de par le monde, soit d'injection d'hydrogène comme le site récemment mis en service par E.ON à Falkenhagen en Allemagne, soit de méthanation comme le site de Audi à Werlte, toujours en Allemagne.

Prenant appui sur les travaux de l'ADEME et de GRDF, les plus récentes études³ estiment que :

- le *Power-to-Gas* devrait émerger à horizon 2030 ;
- le surplus d'électricité décarbonée à horizon 2050 permettrait la production de 20 à 30 TWh d'hydrogène obtenu par électrolyse, injectable dans le réseau de gaz existant.

Incertitudes à lever pour l'injection d'hydrogène dans les réseaux

Si, d'un point de vue énergétique, l'intérêt du *Power-to-Gas* est avéré par les études prospectives, la faisabilité technique d'une injection d'hydrogène dans les réseaux sans diminution des conditions de sécurité reste à démontrer. A l'issue de projets de recherche dédiés à l'injection d'un mélange maîtrisé de gaz naturel (au moins 80%) et d'hydrogène (jusqu'à 20%) menés en laboratoire et dans des conditions de basse pression, aucun résultat ne s'est révélé rédhibitoire : la perméabilité des ouvrages testés est acceptable, l'explosivité est maîtrisée et le pouvoir détonnant reste similaire au gaz naturel par exemple.

De nombreux verrous restent à étudier en réalisant des tests en conditions réelles pour les différents niveaux de pression d'exploitation des réseaux :

- sur l'exploitation d'une injection tout d'abord : les réactions de différents types de canalisations et plus généralement des stockages, compresseurs, détendeurs et composants annexes du réseau gazier doivent être étudiées. Les niveaux de perméabilité du polyéthylène (PE) à plus haute pression doivent être étudiés en présence d'hydrogène, de même que la résistance et l'étanchéité des soudures ;
- sur l'acceptabilité du mélange par les équipements : si certains éléments sont d'ores et déjà testés en sortie d'usine pour fonctionner ponctuellement avec un taux significatif d'hydrogène (cas des chaudières), la fiabilité et la performance des différents équipements gaz restent à apprécier. Les clients qui n'admettront pas de mélange et ceux susceptibles d'en accepter sans impact notable devront être identifiés ;
- sur la capacité de pilotage de la qualité du gaz pour les clients sensibles, et *a fortiori* si les injections d'hydrogène venaient à se multiplier sur les différents réseaux ;
- sur les normes et réglementations qui viendraient conditionner l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, compte tenu d'une évolution possible du facteur de risque ;

³ Voir les deux études « Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France », mars 2013

http://www.grtgaz.com/fileadmin/transition_energetique/documents/hydrogene_et_reseau_e-cube_GRTgaz.pdf et « PEPS - Étude sur le potentiel de stockage d'énergies », novembre 2013

<http://www.atee.fr/r%C3%A9gion/actualites/publication-de-l%E2%80%99C3%A9tude-sur-le-potentiel-de-stockage-d%E2%80%99C3%A9nergies>.

- sur la maturité technologique et économique : des améliorations technologiques à plus ou moins court terme et des ruptures en matière de coûts seraient nécessaires pour envisager un déploiement au-delà d'un projet pilote.

Le projet GRHYD

Premier projet de *Power-to-Gas* en France, GRHYD (acronyme de Gestion des Réseaux par l'injection d'HYdrogène pour Décarboner les énergies) est un projet quinquennal de 16 millions d'euros inauguré lors des Assises de l'énergie de Dunkerque en janvier 2014.

En lien avec le projet de « Troisième Révolution industrielle » en Nord-Pas de Calais, inspiré par Jeremy Rikfin, le projet GRHYD s'attachera à étudier les verrous ainsi que les indicateurs technico-économiques du *Power-to-Gas*. A terme, un mélange hydrogène-gaz naturel sera injecté dans le réseau de distribution pour une utilisation dans un quartier neuf regroupant environ 200 foyers. Le quartier sortira de terre en 2015 et l'injection d'hydrogène devrait commencer en 2016 pour une phase d'expérimentation d'une durée de 1 an et demi.

Pour ce faire, en plus de GRDF douze partenaires se sont associés sous la coordination d'ENGIE : trois entités d'ENGIE (INEO, GNVert et le CRIGEN), trois centres de recherche et centres techniques (INERIS, CETIAT, CEA), une collectivité (la CUD), trois industriels (CETH2, AREVA SE et Mc Phy) et une société de transports (STDE).

Des projets de méthanation catalytique

En parallèle de l'étude des verrous techniques liés à l'injection d'un mélange gaz naturel - hydrogène, la piste de la méthanation, qui consiste à associer du CO₂ à de l'hydrogène pour former du méthane de synthèse sera étudiée. Ce procédé permettra ainsi de convertir l'électricité excédentaire en un gaz injectable dans le réseau au même titre que le biométhane.

Cette réaction, qui produit du méthane et de l'oxygène, a été découverte au début du XX^e siècle par Paul Sabatier, chimiste français. Bien connue et maîtrisée, elle est déjà utilisée de longue date dans l'industrie chimique mais elle n'a pas encore été utilisée pour une conversion d'électricité excédentaire. D'origine renouvelable (dans la mesure où il est produit à partir d'électricité renouvelable), le méthane de synthèse présente un bilan neutre en CO₂ à la combustion et contribue ainsi, avec les injections de biométhane, à décarboner le vecteur gaz.

En Allemagne et au Danemark, plusieurs projets pilotes de méthanation ont vu le jour. Un des plus récents a été inauguré par Audi le 25 juin 2013 à Wertle. Avec une première injection réalisée à l'automne 2013, les perspectives de production sont de l'ordre de 10 GWh de gaz de synthèse par an. La proximité de ce pilote avec un site de production de biométhane permet un gain d'efficacité par échange de chaleur et de CO₂ entre les deux installations.

L'origine du CO₂ absorbé dans la réaction de méthanation est en effet une étape clef. La perspective la plus prometteuse serait une valorisation du CO₂ « fatal », c'est-à-dire capté à partir d'installations émissives (centrales thermiques, industries, épuration du biogaz...). Afin de prendre position sur les multiples voies possibles de méthanation et d'origine du CO₂,

GRDF, GRTgaz et l'ADEME ont souhaité lancer une étude technico-économique portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire⁴.

En ligne avec l'horizon de temps ressortant des différentes études portant sur le sujet, GRDF souhaite accompagner le développement de la filière *Power-to-Gas* en engageant deux pilotes de méthanation catalytiques. L'objectif sera d'étudier les conditions technico-économiques de la production du méthane de synthèse issu d'électricité renouvelable, afin de soutenir la recherche d'un système énergétique français intégré optimal, reposant sur les performances des infrastructures existantes et disponibles.

Un projet de méthanation biologique

L'étude ADEME, GRTgaz, GRDF a notamment permis de faire ressortir un chemin de développement du *Power-to-Gas* passant en priorité par la mise en valeur des synergies existantes entre les procédés de méthanisation et de méthanation. Non seulement le CO₂ issu du biogaz pourrait servir de réactif à la réaction de méthanation, mais on peut également mettre en place l'échange de chaleur, la mutualisation de l'odorisation, de la procédure de contrôle et du point d'injection du gaz dans le réseau.

Dans cette logique, GRDF souhaite explorer la voie de la méthanation biologique, qui consiste à recourir à des micro-organismes pour coproduire biométhane et méthane de synthèse au cours d'une seule et unique opération. Beaucoup plus récente, cette option est aujourd'hui au stade de développement.

Etudiée notamment au Danemark⁵ par le Groupe allemand Veissmann et l'américain Electrochaea, la méthanation par voie biologique présente des performances techniques en matière d'efficacité énergétique et de réactivité que GRDF souhaite soutenir et valider via un démonstrateur dédié.

⁴ Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité Excédentaire – ADEME, GRTgaz, GRDF
<http://www.presse.ademe.fr/2014/10/power-to-gas-une-solution-davenir-pour-stocker-lelectricite-dorigine-renouvelable.html>

⁵ Université Danoise de Technologie (DTU)