

COMPTE-RENDU

Dynamiques des productions d'ENR : rôles et stratégies des parties-prenantes. Table-ronde du 10/03/17 à VetAgro Sup, Lempdes (63).

Le 10/03/17, la Plate-forme 21 pour le Développement durable a coordonné une table-ronde sur les dynamiques de production d'énergies renouvelables pour l'établissement d'enseignement VetAgro Sup. La participation à cette table-ronde était ouverte aux adhérents de l'association.

Animateur :

- **François Anglade**, consultant chez ACADIL (Agence de conseils en agriculture et développement local)

Participants :

- **Charles Cann**, mission expertise et développement durable à la [DDT 63](#).
- **Jean-Paul Couhert**, enseignant-chercheur en charge de la valorisation des effluents d'élevage à [VetAgro Sup](#).
- **Ludovic Dupas**, gérant de la société [RCE](#) (réduction des consommations d'énergies) basée à Issoire.
- **Cédric Meynier**, délégué territorial Puy-de-Dôme chez [GRDF](#).

Introduction par François ANGLADE

Le monde dans lequel nous vivons est basé sur un développement économique très lié au développement énergétique. Le recours massif aux énergies fossiles, depuis deux siècles, pose deux problèmes principaux :

- Aurons-nous toujours accès des ressources ?
- Quelle planète allons-nous laisser à nos enfants ?

Les perspectives de réponses à ces deux questions incitent aujourd'hui à envisager un développement moins basé sur la consommation d'énergies, et trouver d'autres moyens pour la produire.

La production d'énergies était au centre du module « Production d'énergies renouvelables », suivi par un groupe d'élèves ingénieurs sur le campus agronomique de l'école VetAgro Sup à Lempdes (63). Des cours, visites et travaux personnels ont invité les élèves à réfléchir à un mix énergétique durable pour une planète durable.

Synthèse des travaux des étudiants, par Jean-Paul COUHERT – enseignant-chercheur en charge de la valorisation des effluents d'élevage à VetAgro Sup.

Dans le cadre de ce module, les élèves ingénieurs ont effectué cinq visites :

- sur la commune d'Ally (43) : éolien et séchage solaire du fourrage sur une commune de production de Saint-Nectaire où l'ensilage est interdit.
- sur la commune d'Ennezat (63) : grosse unité de méthanisation à la ferme (1,5 MW)
- sur la commune Saint-Cyr-les-Vignes (42) : petite unité de méthanisation à la ferme avec très peu d'intrants extérieurs.
- sur la commune de Saint-Germain L'Herm : projet territorial autour de l'énergie (réseau de chaleur, chaufferie collective...)
- au collège de Pontgibaud : utilisation de la géothermie.

Les élèves ont également effectué une recherche documentaire en binômes qui a porté sur les thématiques suivantes :

- valorisation de la chaleur dans les unités de méthanisation
- stockage de l'énergie
- projet territorial du Mené (22)
- petit éolien sur axe vertical et horizontal à la ville et à la campagne
- smart Flower

- concentration de l'énergie solaire dans des centrales à tour ou cylindro-paraboliques
- autonomie énergétique des chalets et cabanes d'estives.

Le rôle de l'État, par Charles CANN – mission expertise et développement durable à la DDT 63

- **L'État joue différents rôles quant aux questions de productions d'énergies renouvelables :**

A l'international, l'État a un rôle dans la **négociation** d'accords, notamment lors des conférences des parties (COP), où sont discutées de nombreuses clauses sur le changement climatique. Le rôle de négociation s'exerce aussi à l'échelle européenne pour l'adoption des paquets énergie-climat.

Sur le **territoire national**, l'État joue un **rôle régalien** en promulguant des **lois** et des **arrêtés**. Ce rôle régalien se joue également à l'**échelle locale** par l'intermédiaire des **DREAL** et des **DDT**, chargées d'**instruire** et de **contrôler** les projets de production d'énergies renouvelables.

L'État est un **promoteur central** de la production d'énergies renouvelable. Il exerce ce rôle en publiant des **appels à projets** et en distribuant des **aides à la recherche**. Il est aussi un **promoteur local**, puisqu'il est chargé de **faciliter et d'organiser des projets à l'échelle des territoires**.

L'État **stimule le développement et l'investissement privé**, par le biais d'**appel à projets** et la **définition de tarifs de rachat préférentiels**. Il a également un **rôle d'investisseur en propre**, à travers les projets de grands barrages par exemple.

- La [loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#)

Cette loi, promulguée le 17 août 2015 est l'héritière des lois Grenelles de [2009](#) - [2010](#) qui avaient déjà été modifiées par les lois [DDADUE](#)¹ et [Brottes](#).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte transcrit en droit français plusieurs directives européennes :

- directive efficacité énergétique 2012/27
- directive énergies renouvelables 2009/28
- directive performance énergétique des bâtiments 2010/31
- directive marchés de l'électricité et du gaz 2009/72 et 2009/73 et prépare l'application de plusieurs décisions (3^e paquet énergie)

Elle comprend 215 articles au total, répartis en 8 chapitres. Le titre 5 concerne les énergies renouvelables (art. 104 à 122).

Les articles 1 et 2 fixent les objectifs :

- réduction des émissions des GES : - 40% en 2030 et - 75% en 2050 par rapport à 1990. Aujourd'hui la réduction est d'environ -15%.
- consommation énergétique : objectif : - 20% en 2030 et - 50% en 2050 par rapport à 2012.
- énergies renouvelables : renouvellement de l'objectif grenelle : 23 % de la consommation finale (toutes énergies concernées pas uniquement l'électricité) en 2020. En 2030 : 32% de la consommation finale assurée par des ENR. Electricité : 40% (aujourd'hui : -20%) - chaleur : 38% - carburant : 15% - gaz : 10%.
L'objectif sur les carburants est le plus difficile à atteindre.
- Autonomie énergétique en outremer en 2030 (50% en 2020).

- **Mise en œuvre des lois grenelles et leurs textes d'application**

¹ Loi Diverses Dispositions d'Adaptation au Droit de l'Union Européenne, promulguée le 16/07/13

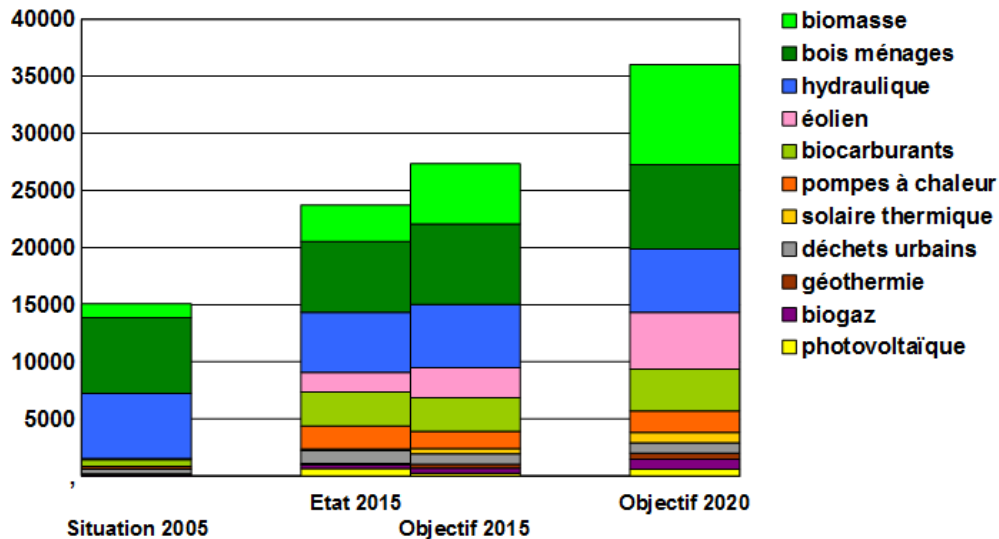


Figure 1 : objectifs des lois Grenelles / Source : diaporama Charles CANN du 10/03/17 – présentation à VetAgro Sup.

Les lois Grenelle de 2009 et 2010 fixaient déjà des objectifs pour 2020 et 2050. De gros développements étaient attendus pour le solaire thermique, la biomasse collective et l'éolien. Or, aujourd'hui, lorsque l'on parle d'énergies renouvelables, on évoque souvent le photovoltaïque, bien que ce soit l'énergie pour laquelle un des plus faibles objectifs avait été fixé. Toutefois les objectifs pour le photovoltaïque ont été revus à la hausse en cours de route.

Même si le développement des énergies renouvelables progresse, on observe des retards notamment sur le bois énergie en collectif et sur l'éolien. Pour les biocarburants, en revanche, le développement est à la hauteur des espérances. Les agrocarburants de première génération ne se développeront toutefois plus.

▪ Evolution de la production française d'énergies renouvelables

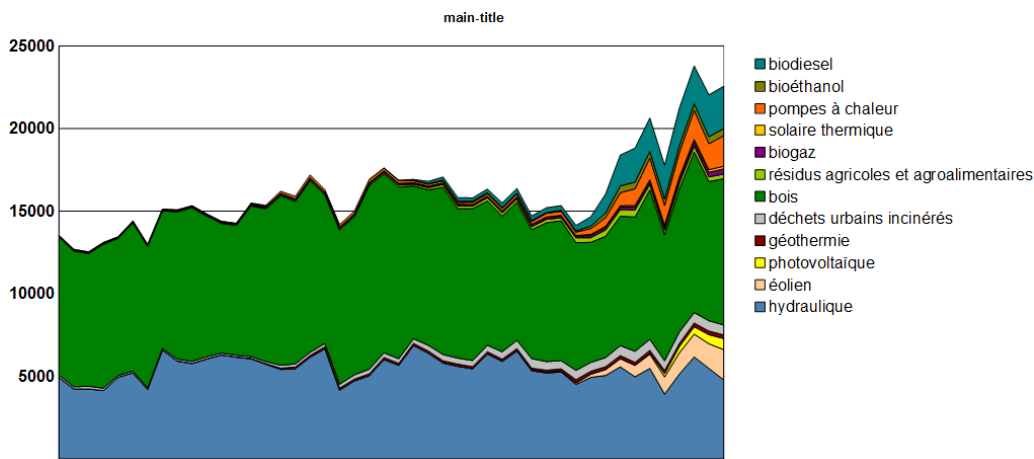
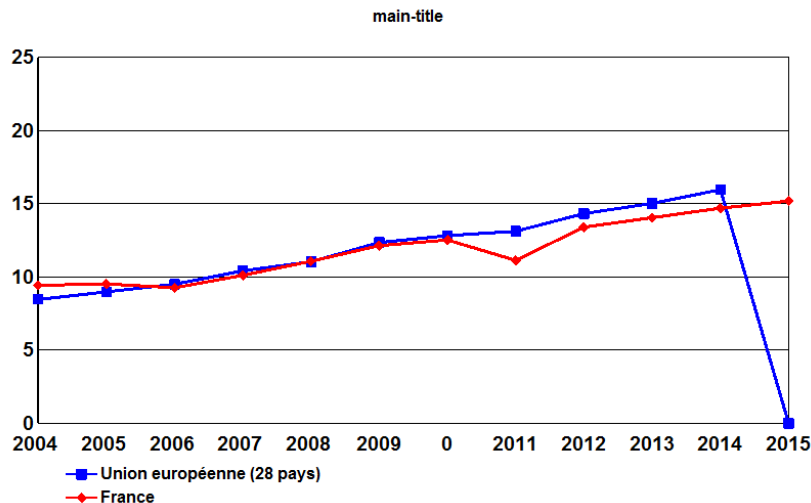


Figure 2 : évolution de la production française d'énergies renouvelables. Source : diaporama Charles CANN du 10/03/17 – présentation à VetAgro Sup.

Dans les années 70, les énergies renouvelables étaient essentiellement le bois et l'hydroélectricité. Cette tendance à stagner jusqu'à la fin du siècle. Les variations observées résultent essentiellement de l'effet de la pluviométrie sur l'hydro-électricité.



Les années 2000 ont marqué le boom d'une grande diversification des types d'énergies renouvelables. En 2004, la France produisait plus que la moyenne de l'Union Européenne. Depuis, elle n'a pris son développement qu'après la plupart des pays de l'Union européenne et produit donc maintenant moins que la moyenne de l'Union européenne.

Figure 3 : évolution de la production d'ENR en France et dans l'Union Européenne. Source : diaporama Charles CANN du 10/03/17 – présentation à VetAgro Sup.

▪ Mesures à venir pour la production d'électricité renouvelable

- Dorénavant, l'obligation de rachat est remplacée par un complément de rémunération pour les installations de plus de 500 KW pour le photovoltaïque, le biogaz, l'hydraulique, la biomasse et l'éolien.
- Les contrats pour l'hydroélectricité ont une durée maximale de 20 ans.
- Ouverture à l'autoconsommation.
- Obligation de contrôle par des organismes agréés.

Ces modifications supposent que les producteurs aillent vendre leur énergie directement sur les marchés. Toutefois, les coûts de transaction de l'accès au marché posent la question de l'accès au marché des petits producteurs. Il y aura besoin d'agrégateurs.

Depuis plusieurs années, il existe une polémique quant aux grandes installations hydroélectriques. Les gros barrages représentent plus de 80 % de cette production hydroélectrique. Ces barrages sont majoritairement détenus par EDF et un peu par ENGIE via deux filiales. Les contrats ont été signés il y a longtemps. Ils devraient maintenant être ouverts à la concurrence. Ils suscitent de nombreux intérêts car l'hydroélectricité est l'énergie la moins chère en production après celle produite à partir de déchets et son prix de vente est le plus élevé. De plus, cette énergie ne pose pas de problème de stockage, car il suffit d'ouvrir ou fermer les vannes des barrages pour produire. Ces barrages suscitent donc de très grandes convoitises.

▪ La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe de nouveaux objectifs

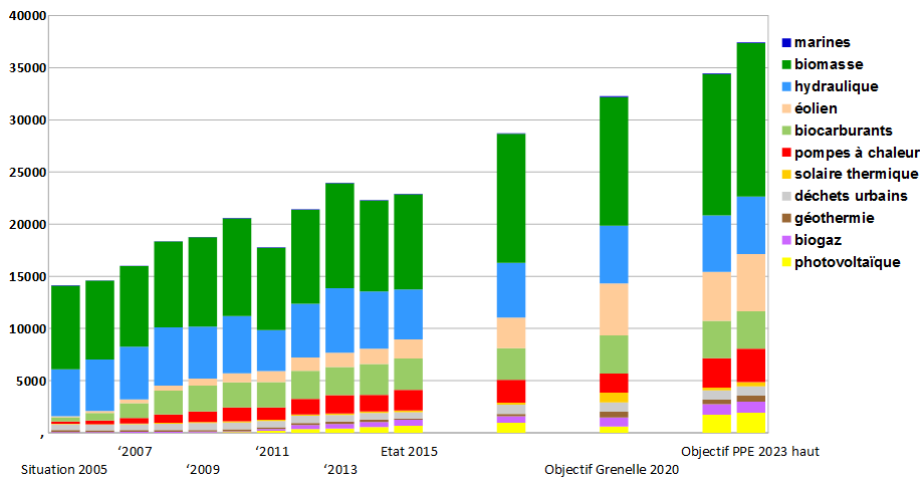


Figure 4 : objectifs fixés en matière de production d'énergies renouvelables dans le PPE. Source : diaporama Charles CANN du 10/03/17 – présentation à VetAgro Sup.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe des objectifs pour 2018 et une palette d'objectifs pour 2023 avec une hypothèse basse et une hypothèse haute.

L'objectif de développement de l'éolien a été réduit par rapport aux lois Grenelle I & II. Cela n'empêche toutefois pas de devoir accélérer le développement pour atteindre l'objectif de 2023.

▪ Les actions de l'État pour accélérer le développement des énergies renouvelables

La commission de régulation de l'énergie intervient de diverses manières dans les énergies de réseau que sont l'électricité et le gaz. Elle **régule et arbitre les relations entre producteurs et distributeurs**. Elle **calcule aussi les tarifs de rachat**, notamment **pour les petites installations**. Par exemple, le tarif de rachat du petit photovoltaïque est calculé de manière trimestrielle en fonction des demandes de raccordement fait le trimestre précédent. Elle lance également des **appels à projets pour les grandes installations** et dépouille les offres des candidats.

L'ADEME intervient avec le fonds chaleur qui subventionne soit des études, soit des investissements matériels. Ce fonds concerne à la fois les chaufferies biomasses (bois, résidus agricoles...) mais aussi le solaire thermique (installations collectives ou industrielles pour eau chaude sanitaire ou chauffage), les pompes à chaleur, la géothermie, les réseaux de chaleurs ainsi que les interventions sur les économies d'énergies.

Le **fonds déchet** concerne à la fois la valorisation des déchets et la méthanisation.

Les appels à projets nationaux sont réservés aux très grandes installations. Les appels à projets régionaux concernent des installations plus modestes.

Plan Climat Air Énergie Territoriaux (PCAET): les EPCI - communautés de communes, communautés d'agglomération ou communautés urbaines - de plus de 20000 habitants sont dans l'obligation de réaliser un PCAET d'ici à la fin 2018. Ce document, dont la première élaboration prendra environ 18 mois sera remis à jour tous les 6 ans.

Les PCAET devront comprendre un diagnostic, une stratégie territoriale, un programme d'actions, un dispositif de suivi et d'évaluation concernant l'ensemble des éléments suivants :

- émissions de gaz à effet de serre
- émissions de polluants atmosphériques
- consommation énergétique finale
- stockage de carbone sur le territoire
- la production d'énergies renouvelables
- réseaux de distribution et transport électricité, gaz, chaleur, énergies renouvelables
- vulnérabilité du territoire au changement climatique

- adaptation au changement climatique
- productions biosourcées autres qu'alimentaires

Table-ronde animée par François Anglade

François Anglade : un point qui nous interpelle tous est le caractère fluctuant des énergies renouvelables. Où en est-on sur la question du stockage ?

Ludovic Dupas : je suis installateur en photovoltaïque. On a évoqué beaucoup de politiques, d'enjeux de volumes etc... Je peux vous répondre aux questions concrètes que vous vous posez sur la façon dont les choses se passent sur le terrain.

Dans mon métier, je rencontre principalement des agriculteurs. Aujourd'hui, le photovoltaïque est principalement utilisé comme un complément de revenus. Je ne sais pas si vous avez étudié dans le détail tous les dispositifs de soutien, mais dans les faits, dans le quotidien, l'aspect écologique n'est pas prégnant même si on sent la bascule poindre. Ce qui compte surtout est la réduction de la facture d'électricité. Sur les exploitations allaitantes, par exemple, il y a peu de besoins en électricité, alors les fromageries vont être intéressées par l'autoconsommation. L'autoconsommation c'est le tournant qui est pris actuellement.

Un des problèmes du photovoltaïque est qu'il garde une image négative créée par des entrepreneurs peu scrupuleux ayant généré des soucis lors du premier boom de ce type de production.

L'essentiel de la production est aujourd'hui dédiée à la vente traditionnelle d'électricité. La rentabilité du photovoltaïque étant raisonnable, elle permet de financer une partie de la construction de bâtiments agricoles qui s'équipent de panneaux, où bien la rénovation de toiture pour des bâtiments existants. Lorsqu'il n'y a ni construction, ni réhabilitation, la revente d'électricité assure un complément de revenus aux agriculteurs.

Les objectifs fixés par l'État sont ambitieux mais cela reste compliqué de les mettre en œuvre au quotidien. Dans vos futurs métiers, il faudra être vigilant sur le sérieux des installateurs.

Mon métier consiste à installer des centrales photovoltaïques. Les clients que je rencontre raisonnent leur projet à long terme, au-delà des 20 ans de garantie des panneaux. A l'issue de la garantie, les constructeurs sont en devoir d'assurer un minimum de 85% des capacités de production du matériel. Les prix de l'électricité sont amenés à augmenter. Ces prévisions renforcent l'idée que des centrales déjà amorties resteront très rentables. Les clients espèrent aussi que les solutions de stockage se feront à de meilleurs coûts dans l'avenir.

Charles Cann évoquait tout à l'heure l'ouverture à l'autoconsommation. Il faut rappeler que l'autoconsommation professionnelle n'a jamais été interdite, mais que les tarifs de rachats n'étaient pas intéressants. Aujourd'hui, l'autoconsommation est réglementée.

François Anglade : deux mots sur l'autonomie des bâtiments à partir de solaire ?

Ludovic Dupas : aujourd'hui, c'est une tendance marginale qui concerne les sites isolés ou les habitations aux coûts de raccordements prohibitifs. Pour les autres situations, ce n'est pas une solution encore vraiment rentable. Les personnes qui se lancent dans ce type de démarche ont des motivations qui sont surtout d'ordre écologique.

Les ménages ne sont pas la cible principale des solutions d'autoconsommation sans solution de stockage car du fait des modes de vies, les personnes sont absentes de leur domicile pendant une grande partie des temps d'ensoleillement.

En revanche, l'autoconsommation sans stockage est une piste intéressante pour les entreprises qui travaillent en pleine journée. Le projet du gouvernement pour le développement de ce type de production cible d'ailleurs les bâtiments industriels et commerciaux.

Le prix des batteries ou autres équipements de stockage devrait baisser à l'avenir. La piste de l'autoconsommation avec solution de stockage à coût raisonnable pourra alors devenir intéressante y compris pour les particuliers.

François Anglade : quittons la stricte électricité. Cédric Meynier, quelques informations sur votre métier : les réseaux de gaz et notamment l'introduction de plus en plus importante de gaz renouvelable dans le réseau.

Cédric Meynier : GRDF est le distributeur de gaz principal en France depuis 1946. Il assure plus de 90 % de la distribution de gaz en France et compte le plus long réseau d'Europe. GRDF est en domaine régulé, c'est-à-dire que les tarifs sont identiques partout en France. En revanche, le gaz n'est pas une énergie obligatoire donc il n'y a pas d'obligation de desserte (toutes les communes ne possèdent pas de réseaux de gaz). Les réseaux sont propriété des collectivités via un système de convention non concurrentiel. Les communes qui souhaitent renouveler leur convention doivent rester avec GRDF, mais depuis l'ouverture du marché, les communes qui s'équipent nouvellement peuvent faire appel à un autre distributeur.

En 2016, GRDF a signé un contrat avec l'État. GRDF est chargé d'assurer la promotion et le développement de biométhane injecté dans le réseau.

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz est possible depuis 2011. Plus de 90 % de la production de gaz issus d'un méthaniseur peut être valorisé dans le réseau. Dans la région, on ne compte qu'un seul cas d'injection, à Saint Pourçain sur Sioule.

Au total, en France, 24 sites produisent du biométhane injecté dans le réseau. Plusieurs projets actuellement en construction devraient aboutir d'ici quelques années.

Jean-Paul Couhert : l'injection a aussi un coût. Il faut notamment prendre en compte le coût de l'épuration du biogaz pour le transformer en biométhane.

Cédric Meynier : normalement le rendement d'un projet de méthanisation avec injection couvre le coût de l'épuration.

En termes de chiffres, l'objectif est d'avoir à l'échéance 2030, 10% de biogaz dans les réseaux et 72 % à l'échéance 2050. C'est un objectif ambitieux qui risque d'être ramené à 50%.

Charles CANN a présenté des objectifs en termes de carburants renouvelables. La façon de mieux utiliser le biométhane est le Gaz Naturel Véhicule (GNV). Dans les prochaines années, le GNV sera le 1^{er} débouché du gaz derrière le chauffage. Le transport routier est en train de faire une bascule du diesel vers le GNV. Tous les producteurs ont aujourd'hui une offre GNV, notamment pour secteur poids lourds (bus, bennes à ordures...).

François Anglade : deux mots sur le gaz comme possibilité de stockage d'énergie. Un certain nombre d'énergies étant fluctuantes, comment faire pour stocker au-delà de l'hydraulique (qui représente aujourd'hui 99% de la solution de stockage d'énergie) ?

Charles Cann : les stations de stockage d'énergie par pompage semblent une solution intéressante. A l'échelle de l'Europe, on compte un projet en Suisse, un en Autriche, un en Allemagne et deux en Espagne. L'objectif en France est de stocker 2 GW supplémentaires de cette manière (il en existe déjà 6 GW). La plus grande station est au barrage de Grand-Maison avec une puissance supérieure au futur EPR.

Cédric Meynier : il est aussi possible de stocker la production d'électricité dans le gaz. Les surplus d'électricité produits à des moments non utilisés peuvent être stockés sous forme gazeuse, d'abord en hydrogène. Il est aujourd'hui possible d'injecter un taux de 6% d'hydrogène dans le réseau. Une étude récente estime que l'on pourrait atteindre une limite de 20 % sans avoir à changer le matériel et l'équipement existant.

Question d'un-e étudiant-e : n'y aura-t-il pas trop de perte avec cette méthode ?

Cédric Meynier : l'électricité produite à un moment où elle n'est pas utile est soit stockée, soit perdue. Donc même s'il y a des pertes, il est quand même préférable de la récupérer. Il y a déjà des expériences pilotes en France à l'échelle industrielle. C'est ce qu'on appelle le « power to gas ». Une synergie est à construire entre les réseaux d'électricité et de gaz en mobilisant les capacités du *smartgrid* : télé-relève, informatisation... il faut que les réseaux soient communicants pour qu'il soit possible d'adapter les réseaux et la distribution aux besoins.

A l'heure actuelle, le gaz est importé à 99%. Il provient principalement de la Norvège, de la Russie, de l'Algérie et de pays du Moyen-Orient d'où il est acheminé par bateaux. Une partie du gaz naturel peut être stocké dans des réseaux souterrains en France. Il est possible de constituer un stock de 5 mois.

François Anglade : dans les travaux présentés par les étudiants, la perspective d'autonomie a été évoquée. Cédric Meynier nous parle de réseaux connectés, de démarches collectives. Le cas du Mené présenté ce matin montre l'intérêt d'une dynamique longue. Comment faire quand on est élu ?

Cédric Meynier : pour moi la réponse est dans ce qui vous a été présenté par Charles CANN à propos des PCAET, l'obligation de connaissance de son territoire : ses besoins, ses capacités. Après, il y a des choses dans le PCAET, comme la qualité de l'air qui va influencer fortement sur les énergies. Si on veut baisser les problèmes de pollution, améliorer la qualité de l'air cela va influencer sur les énergies. On n'a pas beaucoup parlé aujourd'hui d'économies d'énergies mais c'est très important et d'ailleurs pris en compte dans tous les chiffres d'objectifs qui ont été présentés.

Question d'un-e étudiant-e : sur l'objectif des 10% de gaz vert en 2030, comment faire pour entraîner les gens à produire ce genre d'énergies ?

Cédric Meynier : pour l'instant on n'en est pas à 2%. Déjà, on ne peut injecter que depuis 2011 et les projets mettent entre 3 et 5 ans pour voir le jour. Un certain nombre de projets est en étude en plus des 24 déjà en fonctionnement. Dans le Puy-de-Dôme, l'ADUHME² a réalisé une étude du potentiel méthanisable. Le potentiel identifié permettrait de couvrir 1/3 des besoins du Puy-de-Dôme et 100 % dans l'Allier.

Question d'un-e étudiant-e : mais du coup qui pourrait financer ?

Cédric Meynier : pour les projets à la ferme, le rôle de l'agriculteur est important. Il pourra également compter sur des aides de la Région, du Département ou encore de l'Europe. Les agriculteurs peuvent amener des fonds propres dans l'objectif de se voir rembourser avec des taux de retours sur investissement intéressants dus aux tarifs de rachats incitatifs.

Question d'un-e étudiant-e : dans ce cas, pourquoi n'est-ce pas encore suffisamment développé ? Il y a-t-il un problème de connaissance des possibilités ? Un manque de motivation ?

Charles Cann : il y a 20 ans, les énergies étaient très peu chères et, par conséquent peu présentes dans les réflexions. Les premières réflexions sur la question des énergies ont commencé à poindre de manière significative vers 2004. Cela n'est pas sans lien non plus avec les enjeux géopolitiques.

Et il ne faut pas oublier, qu'entre le moment où un agriculteur commence à réfléchir à l'idée de se lancer dans la démarche et celui où il commence à produire ses premiers Kw/h, il peut se passer entre 5 et 10 ans.

Cédric Meynier : N'oublions pas non plus que le droit d'injecter est récent. Il date seulement de 2011.

Sur les unités territoriales, on observe des réflexions sur la mutualisation intrants fermenticides et agricoles pour créer des méthaniseurs de plus grosses capacités et également mutualiser les risques.

Question d'un participant : les études de potentiel que vous citez tout à l'heure, ne prennent pas en compte l'aspect concurrentiel de l'utilisation de la ressource qui peuvent déjà être valorisées par ailleurs. Les graisses d'abattoir, par exemple, partent déjà ailleurs.

Cédric Meynier : Il y a une grosse partie du potentiel qui n'est pas valorisé. La problématique de la méthanisation porte vraiment sur les intrants : quelles capacités à les capter puis à les valoriser ? Même si les aspects financiers sont importants. De plus, n'oublions pas que le réseau gaz ne couvre pas l'intégralité du territoire. L'injection n'est donc pas la solution unique. Il se peut qu'il n'y ait pas de réseau gaz à proximité ou bien que la consommation locale ne soit pas suffisante. Ensuite, il y a tout le potentiel des ordures ménagères et celui des stations d'épuration.

² <http://www.aduhme.org/>. L'Aduhme est l'agence locale des énergies et du climat du département du Puy-de-Dôme.

Clermont Auvergne Métropole, par exemple, a un projet de méthanisation des boues de sa station d'épuration des eaux usées. Leur objectif : chauffer 12000 maisons par ce biais en 2020.

François Anglade : sur le gaz naturel véhicule, peut-on passer à 100% biogaz ?

Cédric Meynier : oui. Les fournisseurs achètent le biométhane puis les garanties d'origine avant de les revendre, même sans être à proximité.

Ludovic Dupas : sur les exploitations, ce sont des convaincus qui se sont lancés. C'est beaucoup plus long que le photovoltaïque. Cela demande une gestion des intrants sur le long terme. Les déchets aujourd'hui ont de la valeur. Il faut être capable d'intégrer cette dimension dans un business plan.

En tant qu'installateur, nous sommes beaucoup sollicités par des gens intéressés, mais une partie recule face aux contraintes administratives, de rentabilité, de temps passé...

Cédric Meynier : il n'y a pas de concurrence entre la valorisation du méthane en électricité ou en injection. S'il y a la proximité d'un réseau, il va souvent être plus intéressant, financièrement, d'injecter dans le réseau (sous réserve que le volume d'injection soit suffisant). Les petites unités de méthanisation agricoles sont plutôt orientées en production d'électricité. Au-delà d'un certain seuil et à proximité d'un réseau, elles ont l'obligation d'injecter.

François Anglade : Jean-Paul, as-tu évoqué avec les étudiants la méthanisation domestique ?

Jean-Paul Couhert : très rapidement. On a vu des photos de petits méthaniseur en cuivre utilisés par des ménages en Chine. En Allemagne, il y a aussi des choses de développées. Par exemple, des « fosses septiques » dans lesquelles on fait rentrer tous les intrants. Ils sont ensuite brûlés et utilisés par les gazinières.

Question d'une participante : j'ai une question par rapport GNV. Les constructeurs poids lourds montent en puissance. Qu'en est-il du machinisme agricole

Cédric Meynier : New Holland vient de sortir un modèle de tracteur. Les italiens sont en pointe sur le sujet. Après, mon avis personnel, est que ce n'est pas si simple. Il y a beaucoup d'électronique dans les tracteurs modernes, les moteurs sont pointus et donc le gaz doit être très épuré. On ne peut pas utiliser le gaz qui sort directement du méthaniseur. L'utilisation du GNV pose également des problèmes d'autonomie sur les tracteurs.

L'autre problème qui se pose actuellement localement est celui de l'accès aux stations de GNV. Pour l'instant il n'y a pas de station publique. Il y en a une au SMTC³ de Clermont-Ferrand, une à Véolia et deux à la Ville de Clermont-Ferrand. La Poste vient de signer, avec la Ville de Clermont-Ferrand, un droit d'accès à ses stations GNV. Le groupe Martenat va ouvrir une station publique à Yzeure pour les poids lourds. A terme, il y aura une station GNV tous les 150 km. A Clermont-Ferrand, il est sûr qu'il y en aura une à terme vu la circulation poids lourds sur le carrefour autoroutier.

Question d'un-e étudiant-e : si le gaz naturel prend de l'importance dans le transport, est ce que cela va avoir un effet sur le prix d'achat ? Quel sera le coût d'acheminement ?

Cédric Meynier : le coût d'acheminement pour un particulier représente 20 à 25 % de la facture. Pour le GNV à la pompe, le coût est beaucoup plus faible, de l'ordre de 30 à 40% de moins que celle du gasoil. Cela tient à la fois au coût réel de l'acheminement mais également au fait que le GNV n'est pas taxé de la même manière. Pour l'instant il n'y a pas de problématique de coût.

Question d'un-e étudiant-e : par exemple, sur le pétrole, l'intégration des biocarburants a joué sur le cours des matières agricoles servant à faire des biocarburants.

Cédric Meynier : c'est ce qu'on disait tout à l'heure. Les matières qui ont un fort pouvoir méthanogène et sont facilement transportables devraient prendre beaucoup de valeur. Le GNV reste encore un gaz importé. Même si le

³ Syndicat Mixte des Transport en Commun.

gaz naturel, d'origine non renouvelable, a des qualités intrinsèques, comme des émissions moindres que celles du gasoil, cela reste une énergie fossile.

Charles Cann : le développement des biocarburants a débuté en 2005. A l'époque, les jachères étaient obligatoires pour lutter contre la surproduction. On disposait donc de terres disponibles pour développer les agrocarburants sans concurrencer la production alimentaire. Progressivement, cette marge a été utilisée pour produire notamment des biocarburants. Pendant les 10 premières années, cela n'a pas posé de problème de concurrence alimentaire. A partir de 2011, la consommation a continué à augmenter, alors que la production stagnait et on a commencé à importer du biocarburant. Cela a marqué le début de la concurrence avec d'autres produits comme l'alcool de canne et l'huile de palme. Cela a engendré des problèmes de concurrence alimentaire mais aussi des problèmes de déforestation. Sur les prix, par contre, cela n'a pesé qu'à la marge. Les principaux problèmes sont alimentaires et écologiques.

François Anglade : *on a parlé stockage par la voie gazeuse, par les batteries et super-condensateurs. N'est-ce pas des solutions dont on attend des promesses mais qui tardent à venir ?*

Charles Cann : le stockage par batterie se développe beaucoup. Mais ce sont essentiellement des batteries au lithium, minéral qui vient de Bolivie, d'Argentine et du Chili. Ce sont les ressources exploitées actuellement. Il y a aussi des gisements au Canada, en Chine et en Australie, mais celles d'Amérique du sud sont les plus facilement utilisables.

Question d'un-e étudiant-e : est-ce que c'est aussi plus facilement utilisable car la main d'œuvre est moins chère ?

Charles Cann : cela tient plus au fait que la ressource soit en surface. En Amérique du sud, ce sont des carrières dans les salars et non des mines. De plus, en Chine, les réserves sont essentiellement au Tibet. Ce qui pose des questions géopolitiques. Le lithium se développe pour le stockage. On en trouve dans tous les appareils électroniques, dans les voitures électriques. Mais la réserve n'est pas inépuisable. La question du recyclage du lithium des batteries en fin de vie se pose.

Ludovic Dupas : la société TESLA, dans sa gamme de batterie qui va bientôt être disponible en Amérique du nord, devrait intégrer, déjà en partie, du lithium recyclé d'où leur compétitivité très importante sur le marché. Tesla vend le KW stocké à 250 dollars alors que le marché est aujourd'hui sur des prix de vente allant de 450 à 500 dollars.

Charles Cann : Il y a également des recherches pour d'autres voies que le lithium. Sur nos voitures classiques on a encore des batteries au plomb.

Ludovic Dupas : chez LG, la batterie au plomb mesure un m², celle au lithium, 50 cm². Il est possible de la poser sur un mur.

Cédric Meynier : le GNV permet aussi d'avoir une consommation de gaz en été. Cela permet de lisser la demande en énergie sur toute l'année. Notamment, la production d'électricité d'été pourrait être utilisée par le transport en été.

François Anglade : *nous arrivons à la conclusion. Une phrase chacun ?*

Ludovic Dupas : l'énergie la moins chère est celle qu'on ne consomme pas.

Cédric Meynier : un message important à faire passer est celui de la complémentarité des énergies pour le futur. Il ne faut pas louper le virage, ne pas oublier qu'une énergie est produite à un certain moment, à un certain endroit.

Charles Cann : l'énergie est l'affaire de tous, pas uniquement des États ou des grandes compagnies privées. Aujourd'hui, c'est aussi l'affaire des citoyens d'où l'intérêt des PCAET qui invitent à une réflexion à l'échelle territoriale. Cela devrait renforcer grandement l'intérêt pour l'autoconsommation.

Question d'un participant : vous êtes-vous aussi intéressés aux économies d'énergies ?

Réponse d'un-e étudiant-e : on l'a fait dans un autre module.

Question d'un participant : quand on regarde la production laitière qui consomme le plus, au moins dans notre région, il y a déjà des moyens de réduire la consommation.

François Anglade : tous les scénarios se basent sur une réduction de 50% des consommations d'énergies d'ici 2050.

Charles Cann : l'agriculture ne consomme en direct que moins de 2% de l'énergie nationale. L'essentiel de la consommation d'énergie en agriculture est indirecte et notamment celle est produits azotés. Les producteurs d'engrais utilisent le pétrole pour produire les engrais azotés. Donc le plus gros poste de dépense est celui la fertilisation agricole.