



# **Commission Air Energie**

2 avril 2019

Sous-Préfecture  
Saint-Germain-en-Laye

Sous la présidence de  
Monsieur le Sous-Préfet, Stéphane  
GRAUVOGEL

Compte-rendu

## **SOMMAIRE**

<b>Introduction</b>	<b>7</b>
Par Stéphane GRAUVOGEL, Sous-Préfet, Saint-Germain-en-Laye	
 <b>I. Récupération de la chaleur fatale</b>	 <b>9</b>
Par Olivier NAVETTE, Directeur, SARP Industries	
 <b>II. Table ronde : Méthanisation</b>	 <b>13</b>
Par Christophe BAGUET, chargé de mission Déchets, Service Prévention des Risques et Nuisances, DRIEE	13
Par Marc SCHLIENGER, Délégué général du Club Biogaz, ATEE	16
Par Daniel LHERITIER, responsable territorial IDF en charge des gaz verts, GRDF	23
 <b>Conclusion</b>	 <b>33</b>
Par Cécile CASTEL, Adjointe au Chef, DRIEE/UD78	
et Stéphane GRAUVOGEL, Sous-Préfet, Saint Germain -en-Laye	
Intervenants à la Commission Air-Energie	

### **Sous la présidence de Monsieur GRAUVOGEL**

<b>Nom</b>	<b>Organisme</b>
NAVETTE Oliver	SARP Industries
BAGUET Christophe	DRIEE
SCHLIENGER Marc	ATEE
LHERITIER Daniel	GRDF

## **Participants à la Commission Air-Energie**

<b>Nom</b>	<b>Fonction</b>	<b>Organisme</b>
AMMAD Fadela	Responsable territorial	GRDF
BAGUET Christophe	Chargé de mission Déchet	DRIEE/Service Prévention Risques et Nuisances
BARICHEFF Dominique	Responsable développement	APSYS
BEAUNEZ Benoît	Conseiller municipal	Mairie de Chapet
BENSAAD Myriam	Chargée de mission SPI	SPI Vallée de Seine
BONNEAU Jérôme	Responsable service exploitation	SIAAP Seine Grésillons
BOURE Dominique	1 <sup>ère</sup> adjointe Conseillère déléguée	Mairie de Limay CU GPS&O
BRETON Arnaud	Technicien	SIEED
BRYSELBOUT Carine	Responsable du Service Prévention et Gestion des Risques	SIAPP Seine Aval
CAMPELLO Laurent	Energy manager Nord France	ArianeGroup
CASTEL Cécile	Adjointe au Responsable de l'Unité départementale des Yvelines	DRIEE
CHALLE Jean-Luc	Directeur de secteur	VEOLIA Propreté
CLAVEL Laurent	Maire-adjoint	Mairie de Rennemoulin
CONTET Michel	Trésorier	France Nature Environnement Yvelines
COTE-MILLARD Véronique	Maire, Conseillère régionale	Mairie des Clayes-Sous-Bois
CROQUELOIS Laurent	Responsable territorial Yvelines	GRDF
DAUDERGNIES Bernard	Conseil d'Administration	CAPESA
De LAVERGNE Frédéric	Responsable travaux	SIAAP Seine Grésillons
DREVON Bruno	Chef de projets compensations et environnement	Conseil départemental des Yvelines
DUPUIS Lionel		Association des Propriétaires et exploitants agricoles
FAUVEAU Alain	Commandant Sapeurs Pompiers	SDIS 78 Service Risques industriels
GELOT Alain	Conseiller municipal	Mairie de Triel-sur-Seine
HAINAUT Pascal	Adjoint au Délégué territorial Val de Seine (Régions Normandie et IDF)	GRTgaz
JUVANON Claude	DGS	SIARNC
LABEDAN Jean-Pierre	Adjoint au maire	Mairie de Mézières-sur-Seine
LALANNE Laurence	Chargée de mission	Conseil départemental des Yvelines
LERSTEAU Henri-Pierre	Adjoint	Mairie de Plaisir
LHERITIER Daniel	Responsable territorial IDF en charge des gaz verts	GRDF
LINDEN Odile		Sous-Préfecture de Saint-

		Germain-en-Laye
LOUCHE Louis	Chargé de mission	SPI Vallée de Seine
LORENZO Julien	Premier adjoint au maire	Mairie de Morainvilliers
MANCEL Joël	Maire	Mairie de Triel-sur-Seine
MAROTTE Jean-Pierre	Conseiller municipal délégué	Mairie de Triel-sur-Seine
MARTINET Yann	Maire	Mairie de Porcheville
MENON Patrick	Vice-Président	Yvelines Environnement
MICHARD Jacqueline	Présidente	AVES Association d'Environnement du Val de Seine
MORIN René	Apiculteur	
MORVAN Raymonde	Présidente	Association des Propriétaires et exploitants agricoles
NAVETTE Olivier	Directeur	SARP Industries
ORY Monique	Présidente	CAPESA
PAILLET Philippe	Conseiller municipal « Les Amis de Triel »	Mairie de Triel-sur-Seine Président
PETIT Anne-Noëlle	Chargée d'études et prospective environnement	Communauté d'Agglomération Saint-Germain Boucles de Seine
PIAZZA Michel	Directeur territorial Essonne- Yvelines-Val d'Oise	GRDF
REDON Francis	Vice-Président	FNE Ile-de-France
REMARS Sabine	Responsable Unité Bilans Process Etudes	SIAAP Seine Grésillons
ROUSSARD Roland	Délégué Général	Energies Solidaires
SALIN-LELEUTRE Alienor	Chef d'exploitation	Etablissement pétrolier Gargenville
SCHLIENGER Marc	Délégué général du Club Biogaz	ATEE
SCHUBERT Denis	Conseil d'Administration	ADIV Environnement
SOMMIER Eric	Officier sapeur pompier	SIDS 78
THAUVIN Jean-Pierre	Ecologue	Association des naturalistes des Yvelines
TSHIMANGA Véronique	Adjointe au maire	Mairie de Mantes-la-Jolie
VALENTIN Jean-Pierre	Maire-adjoint	Mairie de Carrières-sur-Seine
VANINETTI Laurence	Assistante	SPI Vallée de Seine
VAZEILLE Cécile	Directrice d'usine	ECOPUR
VIE Michel	Administrateur	UFC Que Choisir Val de Seine
VILLERIO Thierry	Directeur sites Guitrancourt et Triel-sur-Seine	EMTA
WICQUART Emmanuelle	Présidente Membre	Bezons Environnement CADEB

*Par Stéphane GRAUVOGEL, Sous-Préfet, Saint-Germain-en-Laye*

Mesdames et Messieurs, bienvenue à la Sous-Préfecture de Saint-Germain-en-Laye pour cette réunion de la Commission Air du S3PI Vallée de Seine. Je suis heureux de vous y accueillir pour cette réunion sur l'énergie. Je crois avoir compris que cette aspiration avait été émise lors de plusieurs circonstances d'évoquer ce type de sujet dans cette réunion des commissions. C'est pour cela qu'il a été décidé de consacrer l'après-midi entière à la question de l'énergie.

Cette contribution de la Commission du S3PI à cette thématique s'insère dans une dynamique locale incontestable, notamment au regard des travaux menés par la CYTé (Communauté Yvelinoise de la Transition énergétique), ou d'autres initiatives comme la matinale organisée en janvier dernier par Seinergy Lab aux Mureaux, deux instances auxquelles le S3PI participe. Cette réunion souhaite s'insérer dans cette dynamique locale.

Très concrètement, deux sujets seront abordés :

- la récupération de la chaleur fatale : la réutilisation de la chaleur issue des eaux de refroidissement, des condensats, des fumées, de l'air chaud, de sources de chaleur qui, généralement, sont perdues. Ce sujet sera traité de manière très concrète et opérationnelle avec un retour d'expérience présenté par Monsieur Olivier NAVETTE, Directeur du site SARP Industries de Limay. Ce projet a été récompensé lors des Trophées de la Chimie en fin de l'année dernière dans la catégorie « Energie » ;
- la méthanisation, avec un trio pour débattre et répondre aux questions : Monsieur Christophe BAGUET, chargé de mission Déchets à la DRIEE, au Service de Prévention Risques et Nuisances ; Monsieur Marc SCHLIENGER, Délégué général du Club Biogaz de l'ATEE (Association technique Energie, Environnement) ; Monsieur Daniel LHERITIER, responsable territorial Ile-de-France en charge des gaz verts de GRDF. La méthanisation est un sujet important, souvent traité dans les médias généralistes et qui s'inscrit dans une politique nationale ambitieuse car l'Etat s'est fixé pour objectifs que 10 % du gaz utilisé en 2030 soit renouvelable. A l'échelle de l'Ile-de-France, la Stratégie régionale Energie-Climat fixe, toujours pour 2030, un objectif global de production d'énergies renouvelables de 20 % de l'énergie consommée sur le territoire dont 1/6<sup>ème</sup> *via* la méthanisation. Une ambition à la fois nationale et régionale se traduisant par plusieurs projets qui pourront être évoqués cet après-midi.

Nous rentrons directement dans le vif du sujet. Détail technique : cette séance est enregistrée. Pensez-y lorsque vous intervenez afin que cet enregistrement puisse être clair et reproduit dans le rendu de nos débats.

# I. Récupération de la chaleur fatale

Par Olivier NAVETTE, Directeur, SARP Industries

Bonjour à tous, Olivier NAVETTE. Je suis Directeur de l'usine SARP Industries à Limay-Porcheville. Je vais vous présenter ce que nous avons mis en place pour récupérer la chaleur fatale de nos fours d'incinération.

## 1. Usine de Limay

### a. Présentation

Pour ceux qui ne la connaissent pas - vous avez une jolie vue aérienne - nous sommes situés juste à côté de l'ancienne centrale EDF de Porcheville.

Nous sommes le *leader* européen du traitement de déchets dangereux. Nous sommes implantés dans plusieurs pays d'Europe et, majoritairement, en France. Nous avons 10 000 clients industriels : près de 3,6 millions de tonnes. Nous avons 75 sites industriels. Nous sommes à peu près 3 000 collaborateurs dans neuf pays pour un chiffre d'affaires de 560 millions d'euros.

Qu'apportons-nous aux industriels qui sont nos clients ? Nous leur apportons des outils dédiés intégrant l'ensemble des chaînes de traitement et de valorisation, jusqu'au stockage de résidus ultimes. Nous pouvons aller des prestations *in situ*, chez l'industriel, de la collecte, du prétraitement, du traitement, du recyclage et, à la fin, du stockage en enfouissement de classe I.

Nous avons neuf centres d'incinération, dix centres de recyclage dédié, neuf centres de stockage et dépollution, 35 plateformes et 12 centres de traitement d'eau.

C'est un site de 14 hectares, 252 salariés, 56 millions d'euros de chiffre d'affaires. Nous recevons 289 000 tonnes ; 2 500 clients industriels et collectivités. Le laboratoire fait les analyses pour les déchets et les rejets fait 250 000 analyses par an.

### b. Contexte

Nous avons trois lignes d'incinération de déchets dangereux sur lesquelles nous produisons 244 000 tonnes de vapeur saturée à 30 bars. Le principal client de cette vapeur était la centrale thermique voisine de Porcheville qui s'est arrêtée en mai 2017. Nous lui vendions 70 000 tonnes de vapeur qui, maintenant, ne sont plus valorisées. Nous avons donc 135 000 tonnes de vapeur valorisable. Nous nous sommes interrogés sur la façon de les valoriser.

### c. Solution technique

Nous avons regardé s'il était possible de valoriser thermiquement la vapeur, à proximité, par exemple pour s'associer à un réseau de chaleur pour des logements. Le plus proche est à cinq kilomètres à Mantes-la-Jolie. Economiquement, cela n'avait pas de sens, en tout cas pour l'instant. Si le réseau se rapproche, il sera toujours temps de se reconnecter.

Nous avons choisi de mettre en place un moteur à vapeur d'1,2 mégawatts afin d'utiliser 120 000 tonnes de vapeur et produire 9 500 mégawatts d'électricité produits et consommés sur le site. Cela représente, à peu près, 40 % de la consommation électrique du site.

## 2. Le choix du moteur à vapeur

Lorsque nous utilisons de la vapeur pour faire de l'électricité, habituellement nous sommes plutôt sur une turbine. Nous avons choisi quelque chose de différent parce que nous avons une vapeur saturée moins noble qu'une vapeur pouvant être utilisée pour une turbine.

Pour vous donner une idée, la technologie du moteur à vapeur est celle que nous utilisons à la SNCF au moment des trains, avec du charbon, une petite chaudière qui fabriquait de la vapeur et les pistons faisaient avancer la locomotive. La particularité était que notre qualité de vapeur était insuffisante : pas de possibilité d'utiliser les turbines à vapeur. En plus, il fallait avoir des débits de vapeur important. Nous en avons mais aussi des variations de charge qui faisaient que cela devenait quelque chose de compliqué, avec des coûts de maintenance important, une usure mécanique, des risques de casse.

Alors que le moteur à vapeur est adapté à une vapeur moins noble, qui accepte des variations de charge - nous avons toujours des productions qui varient, qui bougent - est en rotation à faible vitesse à 1 000 tours/mn. Cela reste quelque chose de petit : pensez à votre voiture, quand vous roulez normalement vous êtes à un peu plus de 2 000 tours/mn. En maintenance, nous sommes sur des choses relativement basiques puisque nous avons des pistons, des chemises, des segments. Cela reste quelque chose de beaucoup plus facile à changer que des ailettes d'une turbine.

Voilà à quoi cela ressemble. Vous voyez, sur la droite de l'animation, les moteurs alignés : le modèle six pistons que nous avons. Le reste est capoté.

Nous consommons à peu près 16 tonnes de vapeur/heure quand nous sommes au maximum. Pour pouvoir monter ce projet, nous avons eu 20 % de subventions de l'ADEME, avec un permis de construire, des demandes d'autorisation à la DGEC, la DRIEE, ENEDIS afin de faire de l'autoconsommation. Rien ne ressort du site. Nous consommons la totalité de notre production d'électricité.

Le constructeur est SPILLING Technologies, groupe allemand. Il fait ce type de moteur à vapeur dans différentes tailles. Nous avons pris le plus gros moteur de leur gamme : six pistons.

Il s'agit d'un budget d'un peu plus de 2 millions d'euros. 14 mois avec un temps de retour d'environ cinq ans.

*a. Le bâtiment à isolation phonique*

Pour l'installer, il a fallu le mettre à l'intérieur d'un bâtiment spécifique pour le protéger des intempéries certes, mais surtout pour protéger l'extérieur du bruit. Le moteur fait beaucoup de bruit : 105 dB à un mètre. Nous avons équipé ce bâtiment d'un système d'isolation phonique et d'un système de ventilation afin de garantir une température régulière dans le bâtiment. Pour qu'il n'y ait pas surchauffe, nous utilisons quand même de la vapeur.

*b. Aérocondenseur*

Derrière ce moteur à vapeur, il faut condenser le reste des vapeurs pour le renvoyer vers les chaudières. L'aérocondenseur fait 12 mètres de long sur un peu plus de 4,5 mètres de large sur 6 mètres de hauteur. Quand nous l'avons reçu pour l'installer, nous nous sommes dit que nous installions des soucoupes volantes. Quand vous voyez le diamètre des pales, c'est quelque chose d'assez impressionnant.

*c. Valorisation de la vapeur sous forme d'électricité*

C'était pour vous montrer le cycle entre la partie incinérateur (ici), le moteur, l'aérotherme, nous recondensons et nous renvoyons vers la chaudière.

### 3. Projet suivant

Derrière ce projet, nous avons encore cherché à développer la production d'électricité sur le site en cherchant d'autres technologies pour voir si nous pouvions avoir une production supérieure. Quand nous avons fait nos recherches sur le moteur à vapeur, nous sommes tombés sur une technologie : un moteur à vis. C'est l'inverse d'un compresseur à vis. Nous utilisons de la vapeur 4 bars pour nos évapocondensateurs que nous faisons par une détente statique. Nous avons remplacé cette détente statique par une détente dans un moteur à vis qui fabrique de l'électricité. C'est un tout petit modèle de la taille d'un groupe électrogène mais cela nous permet de faire 150 kW/h supplémentaires sur le site. Nous l'avons mis en place courant janvier.

Je ne sais pas si vous avez des questions sur l'installation ou sur les raisons.

**Jean-Pierre MAROTTE (Mairie de Triel-sur-Seine)** - Pourquoi ne l'avez-vous pas fait avant ? C'était plus simple de donner à la centrale de Porcheville ?

**Olivier NAVETTE** - C'était plus intéressant parce que cela permettait d'avoir quelque chose de très... L'installation est là depuis très longtemps. Nous étions en lien quasiment depuis l'origine : la conduite avait été installée. Nous réchauffions les bacs de fuel lourd de la centrale qui devaient être maintenus en continu : nous avions une consommation de vapeur à l'année régulière. C'est un investissement beaucoup plus faible parce que le tri est juste à côté.

**Patrick MENON (Vice-président Yvelines Environnement)** - Je crains de ne pas avoir bien suivi. L'électricité que vous produisez vous ne l'utilisez pas uniquement pour vos propres besoins. Elle est envoyée quelque part ?

**Olivier NAVETTE** - Elle est uniquement utilisée pour notre autoconsommation. Nous consommons plus que ce que ne produit le moteur.

**Patrick MENON** - Quel est l'intérêt de faire une installation comme cela s'il s'agit uniquement de consommer l'électricité produite ?

**Olivier NAVETTE** - L'intérêt est d'utiliser la chaleur fatale pour fabriquer de l'électricité. Il n'y a pas d'intérêt à la revendre à l'extérieur pour la racheter. C'est de l'économie circulaire. Nous produisons nous-mêmes notre propre électricité. C'est de l'électricité verte, plus verte que chez verte puisqu'elle permet d'éviter que nous ne consommions de l'électricité nucléaire, par exemple.

**Laurent CAMPELLO (ArianeGroup)** - Quel est votre contrat avec votre fournisseur d'électricité ? Pour réutiliser, avez-vous un contrat spécifique avec EDF ?

**Olivier NAVETTE** - Non. Il n'y a pas de contrat spécifique. Nous avons seulement adapté la puissance.

**Laurent CAMPELLO** - Vous avez descendu votre puissance ?

**Olivier NAVETTE** - Oui.

**Jérôme BONNEAU (SIAAP)** - Deux questions pour rebondir. Concernant, cette obligation d'achat de l'énergie électrique par le fournisseur électrique j'en déduis que vous n'avez pas l'obligation de revente au fournisseur d'électricité.

**Olivier NAVETTE** - Nous ne ressortons pas du site.

**Jérôme BONNEAU** - Vous pouvez l'autoconsommer.

**Olivier NAVETTE** - Tout à fait.

**Jérôme BONNEAU** - Quels sont les rendements de ce type de moteur en termes électriques et thermiques ?

**Olivier NAVETTE** - 16 tonnes et 1,2 mégawatts.

**Jérôme BONNEAU** - Qu'est-ce que cela donne en pourcentage ?

**Olivier NAVETTE** - Je n'ai pas le chiffre en tête.

**Jérôme BONNEAU** - Par exemple, sur une cogénération, nous considérons 35 % électrique, 30 % thermique et le reste en chaleur fatale.

**Olivier NAVETTE** - Je n'ai pas le chiffre en tête. Notre raisonnement était surtout de réutiliser la vapeur. Nous n'avons pas cherché à optimiser le rendement énergétique. Nous avons cherché à produire le maximum d'électricité.

**Jacqueline MICHARD (AEVS)** - J'ai une question humoristique. D'où vient le mot « chaleur fatale » ? De fatalité ? De fatalisme ?

**Olivier NAVETTE** - C'est une excellente question. Je ne suis pas sûr de savoir vous répondre.

**Cécile CASTEL (DRIEE)** - Nous parlons de chaleur fatale quand, dans un processus industriel, une énergie est produite mais ce n'était pas la finalité originelle de l'installation. Typiquement, sur les incinérateurs nous pouvons produire beaucoup de chaleur, de vapeur mais ce n'était pas le but, au départ, de l'installation. Nous appelons cela une chaleur fatale parce qu'elle est fatalement produite par l'installation. Ce n'était pas le but d'origine. Pendant longtemps, ces chaleurs ou énergies ont été perdues et, de plus en plus, nous cherchons à les capter, à les récupérer, à les recycler afin de réduire la consommation de l'installation.

**Jacqueline MICHARD** - Je suis tout à fait d'accord sur la fin de votre phrase. Le mot « fatal », fatalisme, fatalité rejoint le début de votre phrase. Effectivement, on ne savait pas. Maintenant, nous sommes dans une fatalité qui est que nous récupérons ces chaleurs.

**Cécile CASTEL** - Ce n'est pas que nous ne savions pas, nous ne cherchions pas à les produire au départ. Nous ne nous en préoccupions pas plus que cela. Maintenant, nous en sommes beaucoup plus conscients et nous les récupérons.

**Olivier NAVETTE** - Pour information, toute la chaleur fatale que nous produisons est récupérée à 95 %, une partie pour faire de l'électricité, une autre pour le chauffage des bureaux, une autre pour faire tourner nos évapocondenseurs et une dernière que nous vendons aussi à la société DIELIS à côté de chez nous pour qu'elle l'utilise dans son process. Nous n'avons plus de vapeur disponible. Quand il fait très froid, nous sommes obligés de baisser quelques clients puisque nous n'en avons plus suffisamment. Il reste vraiment très peu.

**Jacqueline MICHARD** - C'est de la chaleur très fatale.

**Olivier NAVETTE** - C'est de la très fatale.

**Véronique TSHIMANGA (Mairie Mantes-la-Jolie, adjointe au maire en charge de la propreté, environnement et développement durable)** - Par rapport à tout ce que vous avez exposé, vous avez parlé de Mantes-la-Jolie. Je n'ai pas très bien saisi. Dans tout ce que vous venez d'expliquer, quel est le point positif ? Quels sont les bénéfices pour Mantes-la-Jolie, étant donné que Limay est une ville voisine de Mantes-la-Jolie ? Quels sont les points négatifs ?

**Olivier NAVETTE** - Il n'y a pas de points négatifs. Nous produisons de l'électricité. Pour les points positifs, tout à l'heure j'ai voulu dire, par rapport à Mantes-la-Jolie, qu'au départ nous avons cherché à voir si, économiquement, il était possible de nous raccorder à votre réseau de chaleur sur la partie du Val Fourré. La distance fait que, économiquement, ce n'était pas possible, tant que le réseau est aussi éloigné. Rien ne nous empêche, dans un futur plus ou moins proche, si le réseau s'étend en se rapprochant de notre entreprise, de nous reconnecter pour fabriquer de la chaleur pour ce réseau. J'ai dit aussi qu'il fallait le temps d'amortir la centrale qui naît de ce tronçon. Nous savons qu'ici un potentiel de chaleur existe. Il est raccordable s'il y avait des projets de réseau de chaleur sur les communes les plus proches. Ce n'est pas parce que nous avons mis en place un moteur à vapeur qu'il est définitif. Cela reste une mécanique. Cela s'amortit en plusieurs années. Avant qu'un réseau de chaleur naisse... Nous ne pouvons pas être, en plus, le seul producteur de ce réseau de chaleur car, de temps en temps, nous faisons de la maintenance : c'est un peu plus compliqué. L'été, le réseau de chaleur fonctionne beaucoup moins et il faut aussi que nous consommions cette vapeur. S'il existait un réseau de chaleur à côté, le moteur à vapeur aurait tout son sens l'été et l'hiver pour fournir un complément au réseau de chaleur.

**Sabine REMARS (SIAAP)** - Par rapport au projet, qu'est-ce qui a été le plus compliqué dans l'installation de ce moteur sur des installations déjà existantes ?

**Olivier NAVETTE** - Le délai très court. La centrale devait fermer en 2023. Nous nous sommes dit que 2021 semblait être plus raisonnable. En revanche, 2017 était un peu brutal. Quand la centrale s'est arrêtée nous n'étions pas encore prêts à utiliser notre vapeur. Le délai a été très court.

**Sabine REMARS** - Quel délai avez-vous mis ?

**Olivier NAVETTE** - Nous avons mis un peu plus de 12 mois. Sur un projet de cette taille c'est vraiment très, très court. Nous avons subi. D'autres questions.

**Sabine REMARS** - Merci beaucoup.

**Cécile CASTEL** - Nous allons passer à la partie table ronde de l'après-midi sur la méthanisation.

## Table ronde : Méthanisation

# I La méthanisation : réglementation ICPE

*Par Christophe BAGUET, chargé de mission Déchets, Service Prévention des Risques et Nuisances, DRIEE*

Bonjour à tous. Nous allons changer de sujet. Je vais parler de méthanisation. Je suis Christophe BAGUET au Service Prévention des Risques et Nuisances, chargé de mission Déchets.

## 1. Les régimes ICPE

Quand nous faisons de la méthanisation, nous sommes, dans tous les cas, dans une installation classée pour la protection de l'environnement. Il existe trois régimes :

- le premier régime est le plus contraignant : l'autorisation environnementale, défini au niveau du Code de l'Environnement au niveau *du titre Ier du livre 5 du code de l'environnement* ;
- le régime de l'enregistrement est un peu plus léger : nous verrons la durée ensuite. C'est une autorisation simplifiée ;
- le troisième régime est la déclaration. C'est un régime très simplifié et très rapide.

## 2. Les rubriques ICPE

Concernant la méthanisation, j'ai repris la rubrique de la nomenclature des installations classées. Vous avez deux alinéas très spécifiques pour la méthanisation. Il s'agit de méthanisation de déchets non dangereux de matières végétales brutes. Nous excluons tout ce qui est méthanisation par rapport aux eaux usées, aux boues de stations d'épuration urbaine parce que, dans ce cas, la réglementation des IOTA, liée la loi sur l'eau, s'applique.

Le premier alinéa est en fonction des intrants au niveau de la méthanisation. Nous ne pouvons recevoir que des matières végétales brutes, des effluents d'élevage, des matières stercoraires (de l'appareil digestif), de lactosérum (petit-lait pour les fromageries), des déchets végétaux d'industries agroalimentaires. La nature des intrants est très limitée :

- nous sommes en autorisation lorsque la quantité de matières traitées est supérieure à 100 t/j correspondant au régime IED des installations au niveau européen ;
- lorsque la quantité de matières traitées est entre 30 et 100 t/j, nous sommes en enregistrement ;
- et seulement en déclaration au-dessous de 30 t/j.

Pour le deuxième alinéa, vous avez un régime un peu plus dur. Nous sommes toujours en autorisation environnementale à partir de 100 t/j. En revanche, nous sommes en enregistrement dès que nous sommes au-dessous des 100 t/j dès lors que nous avons d'autres déchets que ceux visés au premier alinéa. Les biodéchets *relèvent de cet alinéa*.

Je vous ai mis la rubrique IED de la Directive européenne (Industrials Emissions Directive). Nous y retrouvons le seuil de 100 t/j dans le NOTA de la rubrique où, au départ, nous avons une rubrique générale s'appliquant au traitement biologique *tel que le compostage*. À partir d'un seuil de 75 t/j Nous avons un allègement pour la digestion anaérobique correspondant à la méthanisation.

Je voulais attirer l'attention sur une autre rubrique, souvent connexe aux installations de méthanisation. Il y en a bien d'autres, mais je m'arrête surtout à celle qui concerne les déconditionneurs de biodéchets (notamment, tout ce qui sort des grandes surfaces qui sont dans des emballages). Quand nous voulez les déconditionner (enlever les boîtes de conserves, les emballages plastiques, cartons, etc.), cela passe généralement dans un système de broyage. A ce moment-là, vous êtes classés sous la rubrique 2791 et soumis à autorisation environnementale dès que vous êtes à plus de 10 t/j au niveau de l'installation. Au-dessous, vous êtes en déclaration. Je fais également un renvoi sur la note du 25 avril 2017 relative à la nomenclature des installations classées s'appliquant aux déchets. Elle précise comment nous classons, ce que nous classons dans chacune des rubriques 27xx. Toutes les références figurent à la fin de la présentation.

### 3. Les différents régimes ICPE

Je vais vous présenter, très succinctement car c'est assez complexe, les différents régimes des installations classées.

#### a. La déclaration

C'est la procédure la plus simple pour la méthanisation. Cela ne correspond qu'à l'alinéa concernant les intrants les plus simples, sans biodéchets.

Tout d'abord, il n'y a pas de vérification de la compatibilité avec le PLU. Cela se gérera au niveau du permis de construire. L'exploitation est possible dès l'obtention de l'accusé de réception de la déclaration. C'est assez rapide puisque cela se fait sur Internet.

Les prescriptions sont générales fixées par un arrêté ministériel, celui du 10 novembre 2009, spécifique à la sous-rubrique 2781-1.

Il est possible de déroger à certaines des mesures prescrites dans cet arrêté ministériel, avec des mesures compensatoires. Dans ce cas, le Préfet fait un arrêté de prescriptions spéciales.

Sa difficulté concerne tout ce qui est connexe à la l'installation de méthanisation. Quand vous faites de la méthanisation, vous produisez du biogaz et aussi des digestats qui représentent, à peu près, 90 % de ce qui entre dans l'installation. Le digestat est généralement destiné au retour au sol : à l'épandage dans les champs agricoles. Malheureusement, même pour une installation soumise à déclaration, la quantité de digestat est tel qu'il relève de l'autorisation au titre de la loi sur l'eau : du coup, nous ne pouvons pas réglementer cet épandage directement. De la même façon, lorsqu'il existe des stockages déportés de digestats, placés généralement en bout de champ, nous nous apercevons que, dès que nous dépassons les 1 000 m<sup>3</sup>, nous sommes soumis à enregistrement au titre de la 2716. Nous avons, dès lors, un besoin d'enregistrement pour ces stockages de digestats avant épandage.

Voilà les difficultés sur lesquelles travaille le Ministère de la Transition écologique et solidaire afin d'essayer de simplifier.

#### b. L'enregistrement

C'est un peu plus courant au niveau des installations se créant actuellement en Ile-de-France, du moins dans la deuxième phase des installations de méthanisation. Souvent, en première phase, des installations se créent à un niveau de déclaration au départ et passent, ensuite, en enregistrement.

C'est une autorisation simplifiée, avec une vérification de la compatibilité avec le PLU. L'exécution du permis de construire ne peut se faire qu'après l'obtention de l'enregistrement. La durée d'un enregistrement est de l'ordre de cinq mois, avec consultation publique d'un minimum de 15 jours.

Les prescriptions générales sont fixées par l'arrêté ministériel du 12 août 2010.

Comme pour la déclaration, des dérogations sont possibles à certaines des mesures. J'ai indiqué « arrêté complémentaire », en fait il s'agit de l'arrêté d'enregistrement et, si cela se fait après l'enregistrement, cela peut être un arrêté complémentaire.

Il est possible de passer en procédure d'autorisation environnementale lorsque le milieu est sensible, mais j'en parlerai ensuite.

Cela prend en charge tout ce qui est IOTA (Installations, ouvrages, travaux et aménagements) connexes soumis à déclaration ou autorisation par rapport à la loi sur l'eau, notamment tout ce qui est plan d'épandage, voire forage pouvant alimenter en eau l'installation. Nous pourrions prendre en charge cet aspect. Nous ne passerons plus en autorisation environnemental lorsque nous sommes soumis à enregistrement.

En revanche, cela ne prend pas en charge les autres déclarations ou enregistrements ICPE. S'il y a un stockage déporté, il y aura également l'enregistrement tel que le prévoit la réglementation pour ce stockage.

Le passage en autorisation est dû, notamment, au milieu sensible, à un cumul des incidences avec d'autres projets le justifiant, à l'aménagement des prescriptions de l'arrêté ministériel. Ce sont les trois cas que nous pouvons rencontrer pour basculer en procédure d'autorisation. L'installation restera soumise à enregistrement.

*c. L'autorisation environnementale*

C'est la procédure la plus lourde pour les installations de plus de 100 t/j. Elle est longue et complexe. Elle embarquera plein d'autres procédures.

Comme pour l'enregistrement, la vérification de la compatibilité avec le PLU se fera et le permis de construire ne sera accordé qu'après l'obtention de l'autorisation.

La durée de la procédure est de 10 à 11 mois avec enquête publique. Nous verrons à partir de quand cela se compte et comment cela se compte après.

Des prescriptions générales - ce qui n'est pas toujours le cas pour les installations soumises à autorisation - sont fixées par l'arrêté ministériel du 10 novembre 2009 spécifique aux installations de méthanisation soumises à autorisation. Il est beaucoup plus court que les arrêtés de déclaration et enregistrement puisque, pour une autorisation, vous des prescriptions spécifiques applicables à l'installation dans l'arrêté préfectoral signé par le Préfet.

Des possibilités d'adaptation de certaines prescriptions sont possibles. Ce n'est pas possible pour toutes les prescriptions puisqu'il faut que l'arrêté ministériel le prévoit.

Il n'y a pas de difficulté pour gérer l'épandage des digestats en procédure d'autorisation environnementale qui regroupe l'ensemble des procédures. Nous prenons également l'ensemble des installations annexes ou connexes ICPE, que ce soit en enregistrement ou déclaration.

Cette procédure est nouvelle depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017. Nous avons un seul interlocuteur, le Service coordonnateur, avec un dossier de demande d'autorisation environnementale. Il y aura une évolution prochaine : par un système de téléchargement de dossiers *via* Internet. Une seule enquête publique est faite pour l'ensemble des procédures. A la fin, nous aboutissons à un arrêté préfectoral d'autorisation avec l'ensemble des prescriptions. C'est une seule procédure à la place de plusieurs.

L'autorisation environnementale, embarque tout ce qui concerne la loi sur l'eau, les ICPE et ensuite, elle embarque le cas échéant l'autorisation sur les gaz à effet de serre, l'autorisation spéciale réserve naturelle, sur les espèces protégées (Natura 2000). Il y a aussi d'autres autorisation comme pour le défrichement, l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie applicable pour la méthanisation et pour le cas spécifique des éoliennes.

Elle comprend quatre phases :

- une phase amont. Elle n'est pas comptée dans les 10 mois ;
- la phase d'examen, partie où nous vérifierons le contenu du dossier. Des demandes de complément peuvent être sollicitées. Le temps de réponse aux compléments ne sera pas comptabilisé. Nous reprendrons le décompte à la réception des compléments ;
- l'enquête publique pour un mois. Cela peut être un prolongé selon le cas puis le commissaire enquêteur transmettra son rapport motivé ;
- la phase de décision pendant laquelle nous rédigerons les prescriptions de l'arrêté préfectoral.

La phase de recours qui n'est pas comptée dans les 10-11 mois.

Il m'a semblé important de parler de points qui peuvent manquer dans les dossiers, ou qui sont à aborder lors d'une demande d'autorisation pour une installation de méthanisation :

- la nature des déchets reçus. Y a-t-il besoin d'un déconditionnement ou non des déchets ? S'agit-il de biodéchets ? Quels sont les différents intrants de l'installation ;
- je fais un rappel par rapport aux cultures alimentaires. Aujourd'hui, nous n'avons pas rencontré de problèmes sur les installations d'Ile-de-France puisque nous avons des cultures intermédiaires n'entrant pas dans les cultures alimentaires classiques ;
- le nombre de lignes mises en œuvre au niveau de l'installation. La ligne concerne les intrants, le digesteur, le post-digesteur le cas échéant ;
- la nécessité ou non d'avoir une hygiénisation, c'est le cas pour les sous-produits animaux. Il faut y penser dès le départ du dossier, notamment pour la construction ;

- le type de digestats et l'utilisation. Quand je dis « type de digestats », c'est qu'il est possible de séparer les phases du digestat pour avoir, notamment, une phase solide qui se conserve mieux et qui peut se stocker plus facilement ;
- la localisation du site et des équipements. Je pensais aux stockages déportés et les distances par rapport aux installations voisines ;
- l'utilisation du biogaz. Y aura-t-il des moteurs, des chaudières de cogénération, ou de l'injection ?
- les capacités de l'installation, bien sûr : quantités de déchets traités, de biogaz produit, entreposage des produits entrants et des digestats ;
- condition de déchargement et de stockage pour éviter les odeurs en fonction des déchets et comment sont stockés les produits ;
- la compatibilité avec les plans, schémas et, notamment, le Plan régional de Prévention et de Gestion des Déchets de la région. Il y aura également un schéma biomasse.

#### d. Les prescriptions

Pour ce type d'installations, il faut réfléchir également à son implantation. Des règles sont fixées par les arrêtés ministériels cités au début, avec des distances par rapport à des puits, forages, captages extérieurs : il faut être à plus de 35 mètres. Il faut également que le digesteur soit à plus de 50 mètres des habitations occupées par des tiers ; des capacités de stockage de digestats pour la période où il n'est pas possible d'épandre (hiver, en cas de pluie, de gel, etc.) ; prévoir la rétention par rapport aux cuves de digestats et, notamment celle pour le digesteur. Il faut prévoir qu'il n'y ait pas de mélanges ni des entrants, ni des digestats de deux lignes différentes si cela constitue un moyen de dilution. Il existe d'autres conditions, notamment lorsqu'il y a des sous-produits animaux : nous ne pouvons pas mettre en entrée du méthaniseur des digestats pour améliorer la soupe introduite dans le digesteur.

Il faut, soit respecter un cahier des charges, soit avoir un plan d'épandage. Au niveau de la DRIEE Ile-de-France, nous essayons de ne pas avoir de superpositions d'épandage. Il serait alors très compliqué, en cas de pollution, de savoir qui n'a pas respecté les doses et les quantités épandues. Il faut prendre en compte les zones à atmosphère explosible, où du matériel spécifique est à mettre en œuvre, et des contrôles périodiques à effectuer. Enfin, il faut prendre en compte les meilleures techniques disponibles, notamment vis-à-vis du traitement de déchets. La décision du 10 août 2018 donne les conclusions de ces meilleures techniques disponibles à appliquer (dans le cas des installations autorisées).

**Cécile CASTEL** - Nous vous proposons de passer directement à la deuxième présentation, complémentaire de la première. Vous aurez peut-être déjà les réponses aux questions que vous pourriez avoir.

**Christophe BAGUET** - Vous avez toutes les références à la fin de la présentation pour ceux que cela intéresse.

## II. Cadre complémentaire des activités de méthanisation (digestion anaérobie)

*Par Marc SCHLIENGER, Délégué général du Club Biogaz, ATEE*

Nous avons décidé de passer en complémentarité. Je serai plus visuel que mon collègue. Je voulais vous dire deux mots sur le Club Biogaz de l'Association technique Energie Environnement. C'est un jeune homme de 20 ans qui fédère toutes les filières de la méthanisation. Tous les gens faisant de la méthanisation sont adhérents du Club Biogaz d'une façon directe (constructeurs, bureaux d'études, etc. soit 240 personnes morales contre 90 au début et tous les syndicats professionnels) ou indirecte. C'est un peu un carrefour. Point particulier, nous appartenons à l'ATEE, jeune dame créée en 1978 : beaucoup de gens la connaissent par d'autres clubs comme celui sur les certificats d'économie d'énergie ou par la revue énergie<sup>plus</sup>. Nous représentons la France au niveau européen comme membre fondateur de l'Association européenne du biogaz (EBA), soutenus par l'ADEME et nous sommes co-organisateur du Salon annuel [EXPOBIOGAZ](#).

### 1. Présentation de la méthanisation

Pour ceux qui ne connaissent pas la digestion, tout est là et c'est le problème. Nous sommes à cheval sur des activités agricoles, agroalimentaires, stations d'épuration d'eaux usées industrielles et publiques. Nous traitons les déchets de l'agriculture et des collectivités, notamment les biodéchets. Nous épandons un digestat avec des spécifications d'épandage. J'ai un autre petit dessin où nous voyons un ensemble de spécifications de la digestion jusqu'aux obligations des digestats à épandre. Le producteur de biogaz le valorise en biométhane, via l'injection sur le réseau de gaz naturel pour le chauffage ou l'usage carburant ou enfin via la cogénération notamment à partir des ISDND (stockage des déchets non dangereux) comme près d'ici à Gargenville. Tout cela produit aussi de la chaleur valorisable à proximité (serres, réseaux de chaleur).

Le point particulier est que nous sommes au carrefour de beaucoup de réglementations et d'enjeux :

- 1<sup>er</sup> enjeu : la digestion des matières n'a pas comme objectif la production d'énergie : elle n'est pas faite pour cela mais pour digérer les déchets que nous y entrons. Dans une station d'épuration, c'est pour casser la DCO, la demande chimique en oxygène. Dans des zones comme la Bretagne avec un problème d'azote, cela permet de transformer l'azote ammoniacal en ammonium qui aura des facultés par rapport aux plantes et à leur fertilisation positives. En Bretagne, c'est l'objectif majeur : limiter grâce à la méthanisation les nitrates. Sur la région Ile-de-France et le Grand Paris, nous sentons bien que, à terme, ce seront les biodéchets via une collecte sélective qui porteront le développement de la méthanisation. Dans l'agroalimentaire, l'industriel qui a construit un digesteur il y a 10 ou 40 ans, l'a fait non pas pour faire de l'énergie mais pour des problèmes de DCO, etc. ;
- le digestat est ce que nous appelons souvent « le fumier sans odeur ». Si vous épandez du fumier, du lisier frais, c'est très odorant. Le gros avantage du digestat, quand il est séché, est qu'il n'est quasiment pas odorant. J'en ai dans mon bureau. Je n'ai pas de problème à le montrer.
- d'un point de vue énergétique, nous produisons du biogaz à 50 % de gaz carbonique et 50 % de méthane (environ). Après épuration plus ou moins poussée, nous en faisons de l'électricité ou du biométhane. C'est en quelque chose la cerise sur le gâteau qui ne doit pas masquer l'intérêt principal et local pour les agriculteurs, les industriels, etc.

Sur cette photographie, vous voyez une installation récente : Terragr'eau. Il s'agit ici d'une installation qui ne sert pas en priorité à faire de l'énergie, ni de la chaleur mais à protéger l'impluvium qui alimente les sources du bassin d'Evian. L'un des aspects de la méthanisation est la transformation de l'azote ammoniacal en ammonium. L'ammonium a la faculté à être relativement rapidement absorbé par les plantes. Surtout, ce qui n'est pas absorbé reste dans le sol et s'infiltre lentement ou bien s'évapore. La digestion est alors une mesure préventive de formation de nitrates en grande quantité. Cet exemple montre une installation de type agricole, sur toute la zone et qui transforme les fumiers des 50-60 éleveurs du plateau de Gavot.

## 2. Etat des lieux de la filière biogaz

### a. Etat des lieux du développement

Nous sommes à 630 méthanisations de types agricoles, territoriales, industriels (gros carré rouge) ; à 80 stations d'épuration et 145 stations d'installations de stockage des déchets.

Nous faisons 5 à 10 millions de tonnes par an de digestat épandu à comparer aux 109 millions de tonnes d'effluents d'élevage épandus. Quand il y a une contestation de plan d'épandage, la première question que nous nous posons c'est, de quoi parlons-nous : s'agit-il d'épandage de digestat ? S'agit-il d'épandage de lisier ? Dans ce cas, nous ne sommes pas concernés.

### b. Scénarios pour 2030

En production, nous sommes à 2 TWh électrique en 2018 et 520 GWh de biométhane. En capacité installée, nous avons ces chiffres l'année dernière. L'objectif est d'aller beaucoup plus loin et plus haut. Au niveau de la filière, nous avons identifié des capacités très, très importantes en production de biométhane essentiellement. Pour l'instant, dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, nous avons un objectif relativement favorable. Nous espérons avoir plus mais, malheureusement, les ressources en termes d'aides à la filière sont contingentées. Nous attendons de voir si les négociations sortiront de meilleurs objectifs car nous sommes tributaires d'aides économiques. Globalement, faire du biométhane coûte plus cher que d'acheter du gaz naturel comme pour l'électricité issue du biogaz par rapport à l'électricité issue du nucléaire.

## 3. Nouvelles réglementaires

Nous en avons beaucoup parlé. Vous avez tout ce qui a été dit par mon collègue. Tout est là avec des petits dessins.

Il est important de rappeler le principe de l'agrément sanitaire. Chaque installation de méthanisation doit déposer un dossier d'agrément sanitaire. Au départ, il est provisoire et, ensuite, il est définitif. C'est-à-dire que nous démarrons avec un agrément sanitaire provisoire. Au bout de trois mois, une validation est faite par les services départementaux.

Nous avons parlé du permis de construire ainsi que du droit à l'énergie.

Concernant les plans d'épandage ICPE, au niveau de l'enregistrement, on vous a dit tout à l'heure que nous avons un arrêté-type et qu'il a l'intérêt d'être complet. C'est-à-dire que, dans l'arrêté-type enregistrement de 2010, tel que revu l'été dernier, nous avons toutes les possibilités de mélanges, notamment. Aujourd'hui, dans l'arrêté enregistrement, il est possible de faire des mélanges d'intrants. C'est-à-dire qu'il est possible d'utiliser des effluents agricoles avec d'autres types d'effluents, notamment des biodéchets. Mais il est aussi rendu obligatoire le fait que, quand nous avons une filière de traitement de l'eau (station d'épuration avec des digesteurs) et que nous mettons à côté une filière de traitement des biodéchets, il n'est pas possible, pour l'instant, de faire des mélanges des digestats.

Pourquoi ?

Il existe déjà un principe de dilution : le risque de dilution s'impose c'est-à-dire qu'il ne faut pas qu'un produit, dont les caractéristiques réglementaires sont bonnes, puisse diluer un produit dont les caractéristiques réglementaires le sont moins.

Même si deux produits passent leurs niveaux d'obligation, l'objectif reste d'éviter la dilution. C'est un autre principe qui prévaut alors, le principe de responsabilité du producteur : la responsabilité du producteur doit pouvoir être recherchée en cas de défaillance et ce principe s'oppose au mélange des digestats.

*a. Trois procédures clés*

Nous vous en avons parlé tout à l'heure. Je vais tout de suite après faire un focus là-dessus. Vous avez les éléments de réglementation qui sont affichées.

Je voulais signaler un point sur l'intégration paysagère et les distances. Au Club Biogaz, nous avons l'habitude de dire que ce n'est pas parce qu'il y a une limite de 50 mètres pour les premières habitations et 35 mètres pour ce qui est stockage et cours d'eau, qu'il ne faut pas s'imposer d'aller plus loin. L'acceptabilité est le facteur fondamental de la réussite d'un projet. Les études d'acceptabilité, les réunions préparatoires, en Mairie, sont fondamentales. On vous a parlé de la réglementation, mais avant il y a l'aspect acceptabilité sociale. Quand nous commençons à avoir une idée, un projet, il faut développer toute une démarche d'acceptabilité et d'explication parce que nous pouvons découvrir des contraintes locales. J'ai des appels me disant : « les digesteurs c'est haut ». Cela fait 9 à 10 mètres de haut maximum. Parfois, ils sont semi-enterrés. Vous allez à Saint-Germain-en-Laye, un immeuble de 10 mètres de haut c'est quatre étages. Quand vous vous retrouvez à 300-400 mètres d'un immeuble de quatre étages et si, en plus, vous avez planté des arbres, vous avez fait une belle intégration. Pour un projet de méthanisation, un bardage en bois, des choses jolies esthétiquement, il n'y a pas de problème d'acceptabilité. Mais il faut l'étudier avant.

*b. Réglementation sous-produits animaux*

Le principal sous-produit animal que nous connaissons tous c'est le fumier, le lisier des élevages. C'est un sous-produit animal de catégorie 2 qui peut être épandu ou valorisé en méthanisation. Les matières de catégorie 3 doivent être hygiénisées à 70° pendant 60 minutes et broyées à 12 mm de diamètre avec un enregistrement continu de l'ensemble de paramètres (enregistrements de température, de temps de séjour, etc.).

*c. Les temps de séjour*

Le temps de séjour est très important. Plus il est élevé dans le méthaniseur - c'est un système biologique - moins nous aurons de méthane résiduel que nous pourrions retrouver dans le stockage du digestat. Selon les technologies, si nous avons une très haute température dans la digestion - aux alentours de 55° -, nous pouvons avoir un temps de séjour court. A 38°, nous aurons un temps de séjour plus long. En fonction du temps de séjour, nous savons que nous transformons en méthane tout le carbone labile qui serait parti dans l'atmosphère avec un épandage direct des fumiers ou lisiers.

*d. Mécanismes de soutien : cogénération*

Juste un petit mot sur l'énergie. L'électricité issue de cogénération biogaz est achetée à un prix très élevé : c'est le plus élevé des prix d'achat des énergies renouvelables. L'Etat considère que faire de l'électricité par méthanisation n'est pas une priorité et notre développement est orienté vers l'injection de biométhane.

Nous avons un système de tarif d'achat qui aide les agriculteurs, avec des primes que je ne vous ai détaillées dans le document. Il y a une vraie logique d'aides au monde agricole.

Enfin, je voulais vous montrer que nous sommes dans un système quand même industriel. Nous avons des contraintes de vérifications périodiques, lors de la mise en service, puis tous les quatre ans. Je vous montre ce qui est contrôlé par les organismes agréés l'APAVE, SOCOTEC, VERITAS... en cogénération et, prochainement, en injection de biométhane.

Très classiquement, une activité très contrôlée. Je vous remercie.

**Claude JUVANON (Directeur, SIARNC)** - Qu'appellez-vous « agrément sanitaire » ?

**Marc SCHLIENGER** - Nous devons déclarer pour chaque projet la liste des intrants et demander un agrément sanitaire pour la valorisation des sous-produits animaux, en particulier. Sur la base du dossier présenté, l'agrément sanitaire est provisoire. C'est-à-dire que l'inspecteur de la Direction départementale de la Protection des Personnes vous donne un agrément provisoire et revient voir. S'il voit des choses qui ne lui plaisent pas, il demandera des modifications, des séparations physiques, par exemple. Selon le type de produits que vous recevrez, il y a des obligations de lavage des camions, des pesées, etc. C'est ce qu'il vient vérifier *a posteriori* de la construction.

**Patrick MENON** - J'ai une question à propos de l'épandage. Aujourd'hui, nous faisons principalement de l'épandage des boues de station d'épuration. Vous avez parlé de l'épandage de digestats. En fait les boues de station d'épuration sont aussi des intrants pour la méthanisation. Quelle est la différence, au niveau épandage, au niveau qualité de ce qui est épandu entre les boues sortant directement des stations d'épuration et les digestats sortant de vos installations ?

**Christophe BAGUET** - C'est une question un peu compliquée. Pour les boues de station d'épuration, la DRIEE ne les suit pas, mais la réglementation relative à la loi sur l'eau s'applique. Il existe un arrêté ministériel spécifique aux boues de station d'épuration. Pour le digestat, la qualité va varier en fonction des intrants. Aujourd'hui, le Ministère envisage d'interdire l'utilisation de boues de station d'épuration en tant qu'intrants de la méthanisation pour avoir, ensuite, un retour en sol. Tout cela pour améliorer la qualité des digestats qui retourneront sur les champs.

**Claude JUVANON** - Le Ministère va plus loin. Il va jusqu'à interdire quasiment l'épandage agricole. Tel que le texte est rédigé, cela veut dire que toutes les boues de station d'épuration devront passer en incinération, développer une pollution différente. Elles ne pourront plus être en digestion.

**Christophe BAGUET** - Nous devrions aboutir à cela. Le texte n'est pas encore sorti.

**Claude JUVANON** - L'Allemagne, l'Italie, la Belgique font des mélanges de biodéchets et de boues de station d'épuration. Ne dites pas que c'est l'Europe. Ce n'est pas vrai. C'est ce que le Ministère dit mais ce n'est pas du tout le cas.

**Marc SCHLIENGER** - Pour compléter, le principe de base c'est que le mélange est interdit sauf si le fait de méthaniser les boues de station d'épuration avec d'autres intrants permet une amélioration, un bénéfice supérieur à la situation sans mélange. C'est le Préfet qui peut donner la dérogation. C'est dérogatoire.

**Jean-Pierre MAROTTE (Mairie Triel-sur-Seine)** - Quand vous parlez de compatibilité avec les PLU qui deviendront tous intercommunaux, qu'est-ce que cela veut dire exactement ? Est-ce une question de zonage ? Monsieur parlait aussi de distances, de hauteurs. Où pouvons-nous installer ce genre... ? Que peut dire un PLUi ?

**Christophe BAGUET** - Compatibilité au PLU c'est : est-ce que le plan local d'urbanisme permet ou non l'installation - installation classée notamment - de type méthaniseur ?

**Jean-Pierre MAROTTE** - Ce sont des zones particulières ? Sont-elles répertoriées de façon particulière dans le PLUi ?

**Christophe BAGUET** - Il n'y a pas de zone particulière (un méthaniseur peut être installé quelle que soit la zone définie au niveau du PLU si c'est compatible au PLU).

**Jean-Pierre MAROTTE** - Il y a des appellations comme les zones A (agricoles), zones naturelles. Y a-t-il une dénomination dans les PLU ?

**Christophe BAGUET** - Je ne connais pas assez la réglementation.

**Cécile CASTEL** - Vous avez la zone en elle-même et, ensuite, il faut regarder dans le règlement qui va avec. Dans certaines communes vous pouvez avoir des exceptions. Cela peut être une zone industrielle qui va interdire tel et tel type d'installations, qui va autoriser ou qui dira principalement, pour ce type d'installations, qui travaillera principalement en exclusion soit en autorisation d'installation spécifique. Mais il faudra trouver le détail dans le règlement par rapport à une zone beaucoup plus générique.

**Marc SCHLIENGER** - Normalement, quand nous faisons les dossiers ICPE, nous annexons aussi la situation du projet par rapport au PLU et au développement futur. En fait nous nous attachons, lorsque nous sommes en zone rurale, à étudier le périurbain et la façon dont il se développe.

**Alain GELOT (Mairie de Triel-sur-Seine)** - Vous nous avez présenté le principe dans sa globalité. Ma question est plus pratique : quand est-il dans les Yvelines, en particulier dans la Vallée de Seine, de ces possibles installations ?

**Christophe BAGUET** - Je n'ai pas de réponse.

**Alain GELOT** - Est-ce que cela existe ?

**Cécile CASTEL** - C'est la présentation suivante.

**Alain GELOT** - Je reposerai ma question après.

**Marc SCHLIENGER** - Vous êtes dans la région capitale de France et, peut-être même, d'Europe, voire du monde, de la méthanisation. Le SIAAP est le plus gros industriel de méthanisation en France.

**Alain GELOT** - Nous parlons de la Vallée de Seine. Parlons de choses concrètes.

**Stéphane GRAUVOGEL** - Je confirme que le SIAAP est au bord de la Seine.

**Marc SCHLIENGER** - Les plus belles installations sont chez vous.

**Jacqueline MICHARD** - Nous revenons, comme dit Monsieur GELOT, sur le PLUi Vallée de Seine. Sur ces documents, la DRIEE fait-elle partie des personnes publiques associées ?

**Cécile CASTEL** - Sur les installations ou les PLU ?

**Jacqueline MICHARD** - Déjà sur les installations.

**Cécile CASTEL** - Sur les installations, c'est ce qu'a dit Monsieur BAGUET, en fonction du régime de l'installation (soumise à enregistrement ou autorisation), nous regarderons la compatibilité avec le PLUi. Mais sur celles qui sont soumises à déclaration...

**Jacqueline MICHARD** - Ce sera joint au dossier d'enquête publique où nous pourrions lire votre avis ?

**Cécile CASTEL** - Oui, nous dirons que nous avons regardé et si c'est compatible ou pas.

**Monique ORY (CAPESA)** - Dans les digestats, quand est-il des métaux lourds que l'on retrouve probablement ? Qu'en est-il des pesticides qui ne seront peut-être pas forcément digérés ? Comme après il y a l'épandage, nous les retrouverons.

**Christophe BAGUET** - Tout dépend des intrants que nous aurons au niveau de la méthanisation. En fait, nous retrouverons ce qui sera entré moyennant les opérations de digestion faites. Sur les métaux, si nous avons une bonne qualité d'intrants, il n'y a pas de raison d'avoir beaucoup de métaux dans le digestat. C'est bien pour cette raison que le Ministère ne souhaite pas ajouter des boues de station d'épuration en méthanisation pour tout le sol : c'est bien pour cette problématique de métaux.

**Claude JUVANON** - Je suis Directeur d'un syndicat d'assainissement. Les boues de station d'épuration sont les boues les plus contrôlées : contrôlées en amont et en aval. Dans les stations d'épuration, les métaux sont à 20 % des normes maximum autorisées. Ne dites pas parce que nous ne devons pas mélanger pour diluer. Je ne peux pas entendre une réflexion comme celle-là. Ce n'est pas la raison de non mélange. C'est pour cela que je ne comprends pas la position du Ministère. Je me suis déjà heurté trois fois dans des réunions au Ministère là-dessus et je ne comprends pas cette position qui n'est pas une position européenne, en plus.

**De la salle** - Cela dépend des différences entre les intrants.

**Christophe BAGUET** - Effectivement, au départ cela vient des intrants et, au niveau des pesticides c'est pareil. Normalement, le but est d'utiliser les digestats comme un amendement et de diminuer, du coup, la quantité d'engrais. Cela ne joue pas sur les pesticides.

**Marc SCHLIENGER** - C'est la première fois qu'on me pose la question : je regarderai. A priori, je dirai que c'est digéré. Si c'est carboné et azoté, les archéobactéries devraient les digérer comme les autres matières organiques.

**Claude JUVANON** - on mesure et on les contrôle. Certaines chaînes passent mais la majorité est bloquée. Hélas, même sur les eaux usées domestiques, nous avons aussi des produits que nous ne devrions jamais avoir. 80 % sont quand même arrêtés dans la partie digestion.

**Marc SCHLIENGER** - Il ne faut jamais oublier que les apports en phosphate minéral pour l'agriculture introduisent du cadmium supplémentaire dans le cycle du phosphore déjà présent dans les déchets animaux et végétaux. La fertilisation des sols par le digestat évite de faire rentrer du cadmium supplémentaire dans le cycle naturel. Nous devons mesurer sa quantité dans le digestat car comme je vous le rappelle encore, il est présent au naturel dans les déchets. Les digestats doivent répondre à des normes, règlements et limites ICPE. Je rejoins Monsieur. Il existe des normes sur les STEP, notamment sur la commercialisation des produits issus du compostage (44-095, etc.). Ce sont des normes très strictes pour protéger les agriculteurs qui les reçoivent.

**Jacqueline MICHARD** - Pour rebondir sur ce que vous dites, attendez-vous de nouvelles précisions par rapport à la loi EGALIM en préparation ?

**Marc SCHLIENGER** - La loi EGALIM a été neutralisée sur l'aspect normes. Aujourd'hui, vous pouvez faire, dans le cadre de la loi EGALIM, des amendements ou des fertilisants normalisés à base de digestats agricoles ou de digestats agricoles plus biodéchets (c'est ce que prévoit la loi EGALIM). Mais elle met de côté les compostages des STEP, ce qui est produit à partir des stations d'épuration.

**Jérôme BONNEAU (SIAAP)** - Théoriquement, les agriculteurs sont payés pour recevoir des boues de STEP, et donc reçoivent de l'argent avec. Cette perte devra être compensée par de l'amendement chimique. Qu'en est-il de l'équilibre économique d'une exploitation agricole dans ce cadre ? Quelque chose sur lequel ils étaient payés, désormais ils devront le payer.

**Marc SCHLIENGER** - Ce n'est pas gagné de faire payer. Si vous trouvez des agriculteurs prêts à payer...

**Jérôme BONNEAU** - Il devra mettre de l'engrais chimique.

**Marc SCHLIENGER** - Oui, mais il va vous expliquer qu'il rend un service gratuit à la société en acceptant les boues industrielles et/ou de STEP directement ou après leur digestion.

**Jérôme BONNEAU** - Le cas est différent. C'est si on n'amène plus de boues sur les terrains agricoles, il sera obligé de compenser tout ce qu'il ne va plus recevoir. Il ne sera plus payé et il sera obligé de dépenser sur des engrais minéraux. C'est la question.

**Marc SCHLIENGER** - Si nous excluons les boues, objectivement, je ne vois pas pour quelles raisons nous excluons les boues...

**Claude JUVANON** - Dans le texte, il est interdit de mettre toutes boues et matières. C'est-à-dire que nous n'aurons même pas le droit de mettre du chlorophérique dans les stations d'épuration, ni du phosphore. Il n'y a pas le droit de mettre de la chaux pour finir puisque c'est de la matière que nous rajoutons. Cela veut dire qu'on interdit complètement si le texte reste en l'état.

**Marc SCHLIENGER** - Nous devons être aussi attentifs aux plastiques lors de la collecte des biodéchets.

**Jacqueline MICHARD** - Le rapport de l'ANSES a dû vous... Ils ont quand même mis une série d'alertes.

**Marc SCHLIENGER** - Oui. Nous contribuons, en toute humilité, par rapport à l'ANSES, aux groupes de travail. Pour moi, l'alerte concerne les plastiques dans les biodéchets.

**Jacqueline MICHARD** - C'est un vaste sujet.

**Cécile CASTEL** - Nous avons encore une présentation.

### III. La méthanisation en Ile-de-France

*Par Daniel LHERITIER, responsable territorial IDF en charge des gaz verts, GRDF*

Vous avez vu les enjeux règlementaires et les enjeux de la filière de méthanisation au sens large, avec notamment les enjeux de la cogénération. Du coup, nous ferons plutôt un focus sur la partie méthanisation avec injection.

Je pense que vous connaissez tous Gaz Réseaux Distribution France. Nous sommes le principal opérateur du réseau de distribution de gaz naturel en France. Près de 200 000 kms de réseaux d'infrastructure gazière exploitée, pour le compte des communes : il faut le rappeler. Les collectivités sont propriétaires des infrastructures gazières de distribution. GRDF, dans le cadre d'une concession, investit et exploite le réseau.

## 1. La méthanisation

### a. Production de biogaz grâce à la fermentation de la matière organique par des micro-organismes

Pourquoi GRDF est-il acteur de la transition énergétique ? Tout simplement parce que, aujourd'hui, le gaz naturel consommé est d'origine fossile. Non seulement il est importé, à 99 % mais, en plus, il est d'origine fossile et, en le consommant, il pollue. L'enjeu de la filière gaz naturel est bien entendu de verdir cette consommation de gaz en produisant localement du méthane, à partir des déchets. Dans la première présentation, nous parlions de l'énergie fatale, il existe une autre source au niveau des territoires permettant de produire de l'énergie : les déchets. Quand nous parlons de déchets, il y en a de différents types.

Les déchets fermentescibles. Ce sont ceux qui se dégraderont naturellement avec le temps grâce à un processus biologique et bactériologique qui dégradera la matière. Cette dégradation va produire une énergie. L'enjeu de la méthanisation consiste à accélérer ce processus de la dégradation de la matière organique. Nous avons cité les déchets tout à l'heure :

- déchets agricoles ;
- déchets issus de l'industrie agroalimentaire. L'Ile de France en a assez peu ;
- déchets des stations d'épuration ;
- biodéchets au sens large.

Tous ces déchets produisent du biogaz. Selon les filières (station d'épuration, déchets municipaux, déchets agricoles...) ils n'ont pas un pouvoir énergétique identique parce que le pouvoir méthanogène est différent selon la matière organique, la matière fermentescible mise dans le méthaniseur. Tout l'enjeu d'un projet est de valider, au niveau technique et économique, le pouvoir énergétique de cette matière captée sur le territoire. Nous voyons que, par exemple, sur la partie station d'épuration, le pourcentage de méthane est un peu plus élevé que celui des déchets municipaux. Il s'agit de trouver un équilibre chimique et bactériologique dans le méthaniseur. Pour faire très simple, un méthaniseur c'est un gros estomac qui digère, qui prend son temps. L'accélération de la dégradation de la matière organique se fait en mélangeant cette matière pour la broyer, qu'elle se défasse plus facilement et en chauffant cette matière.

### b. La valorisation du biogaz en injection permet de maximiser le rendement énergétique

Deux modes de méthanisation existants.

#### **Cogénération**

C'est la plus ancienne qui se développe depuis 15 ans en France. C'est le fait de produire, à partir du biogaz capté sur le méthaniseur, de l'électricité et de la chaleur, avec un rendement de l'ordre de 30 à 40 % d'électricité. Le reste est de la chaleur. Cela veut dire qu'il faut, pour que ce projet ait un sens aujourd'hui, envisager de valoriser la chaleur. Si nous valorisons, dans la consommation, seulement l'électricité produite et pas la chaleur, cela veut dire que nous perdrons une énergie difficile à produire : le biogaz.

C'est pour cela que, tout l'enjeu sur les projets de cogénération biogaz, c'est de valoriser la chaleur fatale du processus de méthanisation par cogénération. C'est pour cela que nous parlons d'un rendement de 65 %.

#### **L'injection**

C'est la deuxième source de valorisation de la méthanisation. L'injection consiste toujours à récupérer ce biogaz produit dans le méthaniseur mais il n'y a pas de transformation de l'énergie, parce que nous ne mettons pas un moteur en place. En revanche, nous mettons une installation supplémentaire sur le site : l'épuration.

Pour faire simple, l'épuration consiste à nettoyer le biogaz pour pouvoir l'injecter directement dans le réseau de gaz naturel existant. C'est pour cela que GRDF parle de biométhane et non de biogaz. Le biométhane est le gaz épuré. L'intérêt est que nous passons d'un biogaz avec une concentration de 60 % de méthane, à peu près, à 97 % de méthane pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Du coup, le biométhane a exactement la même composition chimique que le méthane d'origine fossile. C'est pour cela que nous pouvons tout à fait l'injecter dans l'infrastructure gazière existante parce qu'il n'existe pas de problème de compatibilité au niveau des molécules de méthane et de biométhane. En revanche, comme l'origine est locale et à partir des déchets du territoire, le bilan carbone et le bilan de gaz à effet de serre n'est pas du tout le même parce que nous partons des déchets. Nous sommes sur une production locale, sur une valorisation avec un rendement de l'ordre de 90-95 % selon les process. C'est le meilleur mode de valorisation qui puisse exister à ce jour sur la partie valorisation du biogaz.

Après, il faut voir différents critères. Nous ne pouvons pas injecter du biométhane partout. Je vous l'expliquerai tout à l'heure.

*c. Un potentiel de gaz renouvelable injectable de près de 16 TWh/an en Ile-de-France*

En Ile-de-France, j'évoquais tout à l'heure des questions sur la dynamique de biométhane en Ile-de-France. Ces chiffres représentent un potentiel de production de gaz vert à l'échelle du territoire francilien.

### **Méthanisation**

La première filière évoquée jusqu'à maintenant est la méthanisation : dégradation de la matière organique. Dans le cadre d'une étude de l'ADEME, sur un scénario 100 % gaz renouvelable, en France, à l'horizon 2050, sur la région Ile-de-France il semble que nous ayons un potentiel de production d'environ 6 TWh de méthane par injection. C'est un potentiel régional.

Nous voyons des déclinaisons plus ou moins fortes par département. Sur la Seine-et-Marne, l'enjeu est très fort, notamment sur la partie agricole : ce qui explique que nous avons une production beaucoup plus élevée en matière de potentiel. Sur la partie ouest, nous avons aussi du potentiel mais un peu minoré.

### **Gazéification ou pyrogazéification**

Nous avons un deuxième processus de gaz vert : la gazéification ou pyrogazéification. Au lieu d'avoir des déchets qui se dégradent naturellement, nous chaufferons à très haute température d'autres déchets (bio, biomasse, plastique, caoutchouc). Tous ces déchets produiront une énergie, le méthane de synthèse dans lequel nous pourrions capturer de l'hydrogène, du méthane, d'autres sous-produits permettant d'alimenter le territoire en gaz vert. C'est la deuxième génération de gaz verts qui arrivera dans les 10-15 ans à venir. Pour l'instant, nous sommes plutôt sur des pilotes

Nous pouvons également vers des process de captage du carbone en ayant recours à la technologie de méthanation ; qu'il ne faut pas confondre avec la méthanisation. Cela consiste à valoriser le carbone issu des process de méthanisation ou de pyrogazéification en le mélangeant avec de l'hydrogène pour créer du méthane.

Là, nous passons d'une économie bas carbone avec la méthanisation et la pyrogazéification, à une économie zéro carbone avec la méthanation. Nous voyons donc que la chaîne gazière est compatible avec une économie zéro carbone. C'est ce qui est important parce que cela veut dire que nous sommes sur une production locale permettant de permettre de répondre à tous les enjeux nationaux et locaux en termes de bilan carbone.

## **2. Ile-de-France**

*a. Des projets ambitieux à différentes échelles*

Je ne reviendrais pas sur le potentiel et les perspectives. Il faut retenir les ambitions de la Région Ile-de-France votées dans le cadre de la Stratégie Energie Climat.

Il a été acté, à l'horizon 2030, qu'il fallait environ 5 TWh de gaz vert par méthanisation. Cela équivaut, à peu près, à 2040 installations de méthanisation à développer sur le territoire francilien.

*b. Etat des lieux de l'injection de biométhane en Ile-de-France*

Où en sommes-nous aujourd'hui ? Nous sommes plutôt sur une dynamique agricole parce que les premiers projets de méthanisation sortis sont des projets agricoles en Seine-et-Marne. Typiquement, ce département est le premier département en termes de méthanisation de France. Les premiers projets sont les frères QUAAK à Chaumes-en-Brie. Il s'agit du premier site de méthanisation ayant injecté en France. Nous voyons que la dynamique a été lancée par l'Ile-de-France. Après, cela s'est multiplié dans les autres régions.

Nous sommes principalement sur des projets agricoles parce que nous sommes en Seine-et-Marne et que nous avons des tailles d'exploitation suffisantes. A ce jour, il existe 12 sites - ce n'est pas tout à fait à jour sur la présentation car un deuxième site injecte sur le réseau de transport depuis quelques semaines - injectant du biométhane en Ile-de-France. GRDF Ile de France accompagne plus de 120 projets pour des injections qui verront le jour d'ici trois à quatre ans. Nous voyons donc que la dynamique est assez forte. Ce qui représenterait un potentiel d'une production de 3 TWh. C'est à mettre en parallèle avec le potentiel évoqué tout à l'heure des 5 TWh. Nous voyons que nous avons déjà identifié un gros potentiel comparé au potentiel régional 12 stations d'épuration en France

Un petit focus sur les nouveaux projets émergeant. Tout à l'heure, vous évoquiez les projets dans les Yvelines. Nous avons le zoo de Thoiry qui injecte du biométhane depuis l'été 2018, à partir des excréments des animaux et avec la collecte des déchets verts des supermarchés et des collectivités.

Nous avons aussi Vert-le-Grand qui valorise également le biogaz de la décharge par injection. C'est assez nouveau. Pour l'instant, nous avons plutôt l'habitude d'installation de cogénération sur ce type d'installation.

*c. 12 stations d'épuration en France*

Je fais un petit focus sur les stations d'épuration : vous comprendrez pourquoi. Au niveau national, nous avons environ 12 stations d'épuration injectant du biométhane dans les réseaux de distribution de gaz naturel. C'est un point important parce que, en fait, les stations d'épuration sont des installations industrielles produisant beaucoup de biogaz localement. Souvent, celui-ci est autoconsommé voir torché . Il est un peu dommage de brûler du gaz sur une installation de méthanisation. L'idée est de valoriser ce biogaz, d'optimiser l'autoconsommation pour le valoriser en énergie dans un réseau de gaz naturel. C'est pour cela que nous parlons de l'injection.

Nous voyons les premières installations, avec des stations d'épuration assez grandes parce que nous parlons d'un million équivalent habitants. Ce sont les unités utilisées pour classer les installations d'épuration.

*d. Les Yvelines développent les deux premières STEP avec injection de la Région Ile-de-France*

Cette année, en Ile-de-France, notamment sur le territoire des Yvelines, nous aurons deux stations d'épuration qui injecteront du biométhane. La première qui devrait injecter devrait être celle des Mureaux, portée par Grand Paris Seine & Oise : nous avons un contact avec ma collègue Fabela AMMAD sur le sujet. C'est une station d'épuration qui fait un équivalent de 100 000 habitants et elle produira, à peu près, 65 Nm<sup>3</sup>/h Pour vous donner des ratios, pour un projet standard agricole, nous sommes autour de 120-140 Nm<sup>3</sup>/h. Nous sommes sur une production qui n'est pas énorme mais, à l'échelle du territoire, c'est une station qui existe déjà, qui traite déjà les boues et eaux usées du territoire. C'est à partir de la station existante que nous optimiserons le process pour produire de l'énergie et qui sera, en plus, une énergie renouvelable.

La même démarche a été lancée sur le projet de Saint-Cyr-l'Ecole, porté par le Syndicat HYDREAULIS. C'est un projet qui a émergé, chez nous, assez rapidement parce qu'il avait, au départ, été acté pour une valorisation en cogénération. Mais, pour des contraintes de valorisation de la chaleur fatale du process de cogénération, il ne pouvait pas disposer de toutes les subventions de l'ADEME et de la Région. Du coup, les acteurs portant le projet ont réorientés la valorisation vers une injection, d'où la réorientation du projet accélérant la démarche vers l'injection. Elle injectera fin 2019.

Ce sont les deux premières stations d'épuration d'Ile-de-France qui injecteront, quasiment en même temps, du biométhane fin 2019. C'est une fierté pour nous. C'est aussi un moyen de montrer que, finalement, nous aurons à la fois des projets agricoles, des ISDND et les stations d'épuration qui injecteront du biométhane. Nous avons quasiment tout le panel potentiel en Ile de France

Il reste à développer la méthanisation pour les biodéchets car il existe un enjeu sur le traitement des déchets des villes et des particuliers. C'est la deuxième phase. Ce sont des projets territoriaux qui mettent un peu plus de temps à sortir. Je ne doute pas que, d'ici trois à quatre ans, nous aurons de vrais projets qui sortiront et, peut-être aussi, sur des projets agricoles existants qui accueilleront des biodéchets en adaptant leur process actuel. Nous pouvons tout à fait avoir cette complémentarité entre les filières.

### 3. Méthanisation agricole

Qu'est-ce qu'un site de méthanisation ? Je rappelle que GRDF n'est pas exploitant de la méthanisation. Ce sont bien les porteurs de projets, souvent privés et, parfois, publics (nous le voyons avec les stations d'épuration) qui développent et investissent dans les installations. GRDF n'intervient qu'à la dernière phase : une fois que le biogaz a été épuré pour être injecté.

#### a. Exemple de site de méthanisation agricole

Nous avons différentes installations en amont :

- Le stockage de la matière première. Notamment sur la partie agricole, c'est un point très important. Il faut se représenter le modèle économique d'un méthaniseur, notamment pour les banques. Cela rassure beaucoup d'avoir un stockage important de matières premières. Cela veut dire que, si une année météorologique est mauvaise, nous aurons moins de cultures. Le fait de pouvoir stocker la matière première afin d'alimenter le méthaniseur, malgré les mauvais mois, rassure le modèle économique du projet. Par exemple, sur un projet de méthanisation agricole, nous pouvons stocker l'équivalent de 12, 14 voire 18 mois de matières premières qui continueront à alimenter le méthaniseur malgré les problématiques météorologiques pouvant émerger durant le projet ;
- Tout ce qui est digestion, post-digestion. C'est le fait de dégrader la matière avec un cycle plus ou moins long. Dans le chapeau du méthaniseur, nous récupérons le biogaz. Il faut aussi avoir en tête que, quand vous voyez le chapeau du méthaniseur tendu, ce n'est pas la pression du gaz qui pousse le chapeau vers le haut. C'est naturellement tenu pour éviter l'usure prématurée des bâches. C'est artificiellement tenu dans cette forme pour qu'il n'y ait pas de problématique dans la gestion de l'alimentation du site. C'est dans ce cycle gazeux que nous récupérons le biogaz ;
- Il sera ensuite épuré. Nous enlèverons le carbone, les autres matières, que le réseau de gaz naturel ne peut pas recevoir ;
- nous capterons le biométhane qui sera injecté au niveau du poste d'injection.

Vous voyez à peu près les étapes importantes au niveau d'un projet de méthanisation.

#### b. Quels sont les avantages de la méthanisation agricole ?

Un projet de méthanisation agricole est un projet de diversification d'activité. Depuis plusieurs années, nous évoquons la problématique des revenus des exploitations agricoles. Ce n'est toujours pas résolu. L'enjeu énergétique sur les sites agricoles est un enjeu très important. Nous l'avons aussi évoqué sur le photovoltaïque il y a quelques années. Aujourd'hui, nous l'évoquons sur la méthanisation.

L'intérêt concerne aussi la partie engrais. Au-delà de l'enjeu économique, c'est aussi un moyen de substituer de l'engrais chimique par de l'engrais organique. D'ailleurs, les premiers projets sortis en Ile-de-France ne sont pas sortis sur le critère énergétique : la méthanisation avec injection. Ils sont sortis sur le critère de la revalorisation du digestat sur leurs parcelles. Derrière, une étude est sortie il n'y a pas longtemps sur un site de méthanisation agricole montrant que le digestat issu d'une installation agricole est tout à fait compatible avec une exploitation bio, pour faire de la production agricole bio. Cela répond aussi à ces enjeux. En revanche, nous ne sommes pas sur du mélange station d'épuration et agricole. Mais nous voyons que cette complémentarité peut se développer.

Nous sommes aussi sur un modèle économique assez stable. Nous sommes sur un projet qui va produire et vendre du biométhane avec un contrat qui dure 15 ans. C'est un modèle stabilisé.

Nous réduisons les gaz à effet de serre parce que nous neutralisons l'impact gaz à effet de serre du méthane qui se serait échappé, naturellement, dans la nature C'est aussi un point important. Pour donner un ordre de grandeur, aujourd'hui quand nous parlons de méthane fossile, nous sommes autour de 240 g. de CO2/KWh de méthane consommé. Quand nous passons à du biométhane injecté, nous sommes autour de 70-80 g et même 40g de CO2/KWh selon les filières concernées. Nous voyons que nous avons un impact positif très important. Si en plus nous sommes capables, demain, de valoriser le CO2 - carbone - issu de la méthanisation pour le mélanger à de l'hydrogène et refaire du méthane de synthèse, nous sommes sur un process neutre au niveau carbone. C'est le futur. L'Allemagne, le Japon, la Corée du Sud font déjà ce type d'installations. Ce n'est pas quelque chose de complètement révolutionnaire. En revanche, il faut développer les process, les optimiser et les rendre économiquement rentables.

#### 4. Où intervient GRDF ?

Dans le cadre d'un projet , nous étudions les capacités de réseaux de gaz naturel à recevoir ce biométhane. Il faut savoir que le réseau de gaz naturel a deux grandes périodes dans l'année :

- la première période est l'hiver où tout le monde consomme du gaz naturel pour se chauffer. Nous avons donc un pic de consommation hivernale au niveau des réseaux de gaz naturel ;
- à l'inverse, l'été nous avons une chute de consommation parce qu'il reste des process industriels et l'eau chaude sanitaire. Or, la capacité d'injection du réseau gaz naturel est liée à la consommation de la maille locale. Forcément, comme nous avons un creux de consommation l'été, nous avons moins de capacité d'injection sur cette période

L'enjeu de GRDF est de vérifier que le débit d'injection, qui est un process très stable, soit en-dessous de la courbe de consommation de la maille. Cela veut dire que nous assurons que le projet de méthanisation pourra injecter toute l'année, même l'été. Pour ce faire, nous faisons plusieurs études :

une étude de faisabilité qui vérifiera où se trouve le réseau par rapport au site de méthanisation et si nous avons bien les capacités ;

des études détaillées permettant, dans un deuxième temps, de réserver des capacités pour le porteur de projet biométhane, localement. S'il y a plusieurs projets, il faudra développer des capacités de réseaux d'injection en maillant les réseaux entre eux. Il y a différentes étapes.

Ensuite, il y a aussi tous les enjeux de démarches administratives : les démarches ICPE, dépôt de permis, tour de table financier avec des banques. Un projet de méthanisation est un projet complexe dans son montage et, après, dans sa réalisation. Nous sommes quand même dans un site industriel. Cela ne peut pas se faire d'un claquement de doigt.

Nous cumulons tout cela et, globalement, un projet de méthanisation, notamment agricole, est entre deux et quatre ans. Un projet territorial est entre quatre et six ans. Pour une station d'épuration cela dépend : s'ils ont déjà un méthaniseur sur le site, cela peut aller assez vite (2-3 ans). Si nous sommes sur un process qui développera un méthaniseur sur la station d'épuration, cela peut mettre 5-6 ans. Ce sont des délais à peu près normés. Sur la partie agricole, cela s'accélère fortement : nous voyons des projets sortir en deux ans, deux ans et demi. Avant, ce n'était pas avant 3-4 ans.

##### a. Etude détaillée d'injection de biométhane dans le réseau de distribution de gaz (GRDF)

L'étude détaillée est une étape incontournable pour projet biométhane car elle permet de réserver les capacités d'injection associées au projet par rapport au réseau gaz naturel. Pour donner un ordre de grandeur, 1 km d'extension coûte environ 100K€ qui seront payés à 40% par GRDF et 60% par le porteur de projet. La prestation fait partie du catalogue des prestations de GRDF qui est règlementée au niveau national par les pouvoirs publics.

#### 5. La production de biométhane

##### a. Plusieurs interlocuteurs

Les étapes d'un projet de méthanisation : nous produisons le biogaz qui est transformé en biométhane après épuration. Une fois que le biométhane est produit, il passera dans le poste d'injection propriété de GRDF. Nous le louons au porteur de projet. Il permettra d'odoriser le biométhane car c'est une obligation réglementaire en France. Il vérifiera la qualité du biométhane produit : sommes-nous bien conformes aux prescriptions demandées par GRDF au porteur de projet. Si ces deux conditions sont réunies, nous injectons le biométhane dans le réseau de gaz naturel existant. Ensuite, le porteur de projet se fait rémunérer par rapport à la quantité de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel par des fournisseurs de gaz naturel. GRDF ne rémunère pas les porteurs de projet. Ce sont des fournisseurs de gaz qui vous vendent les molécules gaz, qui vous envoient la facture de gaz naturel. Tous les fournisseurs de gaz naturel ont la possibilité d'acheter du biométhane et de vous le revendre si vous souhaitez en consommer. Cela vous permet de verdir, sous forme de certificat « Garantie d'origine biométhane », la consommation de gaz naturel pour votre usage.

*b. Le poste d'injection*

c'est un conteneur avec différentes étapes : le local dédié à GRDF, le local dédié à l'odorisation, le local électrique car cela nécessite une alimentation en électricité. Je ne rentrerai pas dans le détail mais il faut savoir que nous vérifions la qualité du méthane. Nous mettons en place des chromatographes qui valideront la qualité du biométhane : est-ce que les gaz ont une teneur en méthane à hauteur de 97 % pour l'injecter dans le réseau.

Il s'agit de l'installation d'odorisation. Cette installation permettra de suivre l'injection à distance et sur le site, entre le producteur et l'exploitant de gaz naturel.

## 6. Projet METHA

Comment sommes-nous constitués au niveau du réseau gaz naturel ? Aujourd'hui, un réseau de gaz naturel c'est une maille ressemblant à cela. C'est le réseau rouge. En fait, nous avons plusieurs artères interconnectées entre elles et GRT alimente ces artères. En consommation traditionnelle, du gaz descend du réseau de transport national (GRT) entre 40 et 70 bars. Ensuite, il y a une détente du gaz à 4 bars pour alimenter le réseau de distribution.

Quand nous étudions un projet biométhane, nous regarderons la consommation de gaz naturel sur la maille concernant le projet de méthanisation qui se trouve, par exemple, ici. Nous regarderons l'été si ce site injecte l'équivalent de 100 m<sup>3</sup>/h de biométhane et si la maille locale consomme cet équivalent. Si ce n'est pas le cas, en tant qu'opérateur de réseau, nous interconnecterons - déployer un réseau - entre la maille directement concernée par le réseau de distribution et la maille voisine. En faisant cela, nous cumulerons les capacités d'injection des deux mailles. Nous relèverons le talon de la courbe de consommation parce que nous cumulerons les deux courbes. Nous pourrions donc recevoir du biométhane toute l'année, même l'été, par rapport au projet prévu.

Il peut arriver parfois, malgré ces travaux d'adaptation du réseau, que nous n'ayons pas suffisamment de capacités pour recevoir du biométhane. C'est notamment le cas, aujourd'hui, en Seine-et-Marne. Nous avons une dynamique très forte de projets agricoles en méthanisation. L'adaptation des infrastructures gazières existante ne suffit plus. Nous ferons alors un projet de « REBOURS » consistant à remonter le biométhane produit localement vers le réseau de transport. Nous faisons le chemin inverse de ce que nous faisons. Nous comprimerons le biométhane pour le passer de 4 à 40 bars. C'est ce que nous sommes en train de déployer. D'ici 2020, nous devrions avoir le premier projet « REBOURS ».

Petite information. Quand nous parlons des extensions et des maillages, une répartition économique sur l'investissement est faite entre les opérateurs gaziers et le porteur de projet. Typiquement, quand un projet de méthanisation se raccorde sur le réseau de distribution, nous avons une extension et une interconnexion de mailles : GRDF paiera 40 % des investissements, le porteur de projet le reste soit 60 %. C'est ce que nous appelons la réfaction.

Autre point important, quand nous parlons de méthanisation, c'est l'économie circulaire. Nous le voyons déjà. Sur un site de méthanisation, nous avons déjà le principe : les intrants (matières organiques fermentescibles), valorisation en énergie dans un réseau de distribution de gaz naturel, valorisation du digestat comme engrais. Nous sommes déjà sur une économie circulaire à l'échelle du projet de méthanisation.

## 7. Le BioGNV

Mais, au-delà de ce projet, à l'échelle du territoire, nous pouvons rentrer plus largement sur un enjeu d'économie circulaire entre la production et la consommation de gaz naturel. Un des enjeux est de développer le BioGNV (gaz naturel véhicule d'origine renouvelable). C'est un enjeu très important car nous voyons bien qu'il y a des enjeux de production d'énergie renouvelable, mais aussi de substitution d'énergies fossiles par des énergies renouvelables.

C'est le cas pour la partie mobilité. La sortie du diesel est un enjeu très important. Aujourd'hui, en termes d'autonomie il est quand même assez compliqué de trouver des alternatives énergétiques crédibles, économiques. L'intérêt est de trouver des alternatives déjà disponibles. Le GNV est une solution. Aujourd'hui, vous pouvez tout à fait utiliser du gaz naturel pour faire rouler un véhicule. Le réseau gaz naturel alimentera une station GNV qui aura, pour objet, de comprimer le gaz véhiculé dans par le réseau de gaz naturel jusqu'à 200 bars dans les réservoirs du véhicule. Cela permet, sur un véhicule léger, d'avoir 350-400 kms d'autonomie. Sur un poids lourd, nous pouvons compter 700 kms d'autonomie. Plus si nous sommes sur du gaz naturel liquéfié mais il n'est pas produit à partir du méthane et il nécessite d'être transporté par des camions ce qui le rend moins vertueux.

L'enjeu, pour un territoire qui a une station d'épuration - infrastructure publique - c'est de se dire : « étant donné que nous sommes sur une production locale d'énergie renouvelable, pourquoi ne mettrions-nous pas les bus ou bennes à ordures - outils publics aussi - à rouler au BioGNV ? » Nous voyons que nous avons la possibilité de faire une économie circulaire entre la production et la consommation. Nous agissons directement en liens avec les PCAET des territoires et des collectivités pour diminuer le bilan carbone par la mobilité, grâce à l'utilisation du biométhane produit localement. Nous voyons que cela répond à différents critères d'un territoire.

Une station d'épuration qui injecte du biométhane correspond à l'équivalent de 20 ou 30 bus alimentés 100% en énergie renouvelable avec le bioGNV

Quand nous parlons du BioGNV, nous agissons sur les particules fines parce que nous n'en avons quasiment plus intrinsèquement, même si le gaz naturel est d'origine fossile. Si, en plus, vous consommez du biométhane, vous agissez sur le deuxième facteur : le gaz à effet de serre avec le carbone. Forcément, nous diminuons de l'ordre de 80 % le bilan carbone par rapport à du diesel. C'est un enjeu à double critère : particules fines et CO2. C'est pour cela qu'il y a des bilans, du puits à la roue, entre l'électrique, le BioGNV, hybride et autres : avec du 100 % BioGNV, nous pouvons être équivalents en termes de bilan avec un véhicule 100 % électrique renouvelable. C'est un point intéressant parce que cela veut dire que nous pouvons une réflexion de mix énergétique, sur le territoire, selon l'usage des véhicules. Si nous sommes sur des courtes distances, l'électrique est très pertinent ; sur des courtes distances, avec une fréquence d'usage régulière, l'électrique est très pertinent. En revanche, sur des autonomies plus importantes, l'électrique aura des difficultés, en tout cas pour des enjeux locaux alors que le BioGNV pourra répondre à cela. Sur les véhicules poids lourds (camions, bus, bennes à ordures), l'électrique est plus compliqué parce qu'il y a une masse de batteries très importante à transporter. Du coup, le BioGNV a un sens tout particulier.

Il existe deux types de stations GNV : les stations à recharge rapide et les stations à recharge lente. Généralement quand nous sommes sur des stations privées (bus, bennes à ordures) nous sommes plutôt sur de la recharge lente : c'est-à-dire que nous déposons le véhicule sur le dépôt et cela rechargera toute la nuit en gaz les bouteilles de réservoir du véhicule. L'idée est d'optimiser l'investissement sur les compresseurs car la compression du gaz sera étalée sur six, voire huit heures. A l'inverse, sur des stations publiques (poids lourds type logistique s'arrêtant pour faire le plein au cours de leur trajet), nous serons sur des recharges rapides. C'est-à-dire que nous rechargerons un réservoir avec une quantité très importante de gaz en 5-10 minutes. Cela veut dire que les compresseurs sont très puissants, nécessitent des investissements très importants. Ils sont amortis parce que la rotation des véhicules est suffisante pour amortir la station. Pour vous donner un ordre de grandeur, pour une station privée, nous sommes autour de 500 000, 800 000 euros à peu près sur un dépôt standard bus GNV. Sur une station publique pour des poids lourds logistique, nous sommes autour d'1 à 1,5 million d'euros. Nous ne sommes pas sur les mêmes enjeux, ni les mêmes usages.

Je suis là pour répondre à vos questions, avec ma collègue Fadela AMMAD, en charge des relations avec les territoires, avec les élus. **Laurent CLAVEL (Mairie de Renne-moulin)** - Par curiosité, êtes-vous les seuls à fournir ce service en France ? Si je suis agriculteur et que je veux me mettre au biométhane, ai-je une alternative à GRDF ?

**Daniel LHERITIER** - Il existe plusieurs possibilités. Soit vous avez un réseau de gaz naturel et, s'il est à proximité c'est dans le cadre d'une concession. Il est vrai que GRDF a la majorité des concessions en France. Mais il existe des régies, comme à Bordeaux, Nantes où la collectivité exploite elle-même le réseau de gaz naturel. Cela peut être le cas selon la zone dans laquelle vous êtes implantés. Si le réseau de distribution est trop éloigné ou qu'il n'existe pas de capacité d'injection - cela peut aussi arriver - il y a aussi le réseau de transport : le réseau national de gaz naturel peut également recevoir ce biométhane. Vous avez un représentant, Pascal HAINAUT, qui peut aussi vous aider à étudier la faisabilité d'injecter du biométhane dans le réseau de transport.. Au niveau infrastructure, nous sommes en situation monopolistique. En revanche, le rachat de biométhane n'est pas fait par GRDF. Il est ouvert à la concurrence : ce sont les fournisseurs qui vous rachètent le biométhane. Ils ont une obligation : de vous racheter le biométhane à un tarif réglementé. Ils ne peuvent pas descendre en-dessous. En revanche, vous pouvez négocier avec eux pour avoir une prime de rachat de biométhane. C'est le jeu de la concurrence mais qui est cadré. C'est là-dessus qu'il est important qu'il y ait une concurrence parce que c'est sur ce prix que le modèle économique du projet de méthanisation se fera.

L'enjeu technique n'est qu'un raccordement. Cela ne changera pas grand-chose que ce soit GRDF ou un autre acteur. Cette activité sera réglementée de la même manière que ce soit GRDF ou la régie de Bordeaux. La réglementation s'applique de la même manière.

**Patrick MENON** - Vous avez parlé d'installations agricoles, en particulier pour la station d'épuration de Carré de Réunion à Saint Cyr l'Ecole. En fait, celle sera alimentée uniquement en vue d'être produite par la station d'épuration. Vous parlez d'installation agricole, c'est parce que, ensuite, les digestats sont prévus pour...

**Daniel LHERITIER** - Il faut avoir en tête que le potentiel de méthanisation, en France, est composé, à 70 % d'agricole. Le reste sera des stations d'épuration, des industries agroalimentaires, des biodéchets. Le gros potentiel de la production de biogaz en France, c'est vraiment l'activité agricole. C'est pour cela que j'ai fait un focus sur l'agricole. Sur la partie station d'épuration, nous serons sur des boues de station d'épuration. Sur le projet de Saint-Cyr-l'Ecole, il est prévu deux phases. 340 000 équivalents habitants, il faut à peu près l'équivalent des Mureaux en injection, nous nous demandons pourquoi il existe ce différentiel. En fait, il faut augmenter le traitement des boues pour le valoriser en injection dans un deuxième temps. Il est prévu qu'il y ait deux phases.

**Patrick MENON** - Vous ne pouvez pas répondre mais que feront-ils des déchets de digestat ?

**Daniel LHERITIER** - C'est l'enjeu de la réglementation.

**Patrick MENON** - Pas d'épandage agricole.

**Cécile CASTEL** - Une enquête publique est en cours sur l'épandage de la station d'épuration de Saint-Cyr.

**Daniel LHERITIER** - Si cette problématique se pose, sur la valorisation du digestat, il peut aussi être envisagé - pour l'instant c'est en laboratoire - de valoriser ce digestat dans un pyrogazéifieur pour récupérer encore de l'énergie. Cela est donc plus pertinent que l'incinérateur : nous sommes bien dans cette idée. La difficulté de ce process c'est que nous sommes sur de l'autoconsommation d'énergie très importante. L'enjeu est de voir si nous n'autoconsomons pas tout - l'idée est d'avoir une externalité positive - et d'optimiser les process pour pouvoir valoriser à l'extérieur du process de pyrogazéification l'énergie. L'intérêt est de valoriser de l'hydrogène et du méthane issu de ce process. Cela pourrait peut-être être un exutoire des boues de STEP ou de digestat des boues de STEP.

**Claude JUVANON** - Il faut regarder l'investissement.

**Daniel LHERITIER** - Nous sommes d'accord. Il y a l'investissement mais après le rendement énergétique. Si nous ajoutons 2 millions d'euros sur l'installation pour n'avoir aucune externalité énergétique positive, cela n'a pas beaucoup de sens. Nous serons contents de l'avoir fait techniquement mais ce ne sera pas top au niveau économique.

**Jacqueline MICHART** - La station aux Mureaux sera installée où ?

**Daniel LHERITIER** - C'est une station existante. C'est l'intérêt des stations d'épuration : nous sommes sur des sites existants traitant les eaux usées des villes. Il n'y a pas de modifications de l'implantation du site. En revanche, sur le site, un méthaniseur a été ajouté pour digérer la boue afin de produire du biogaz et valoriser dans le réseau. L'investissement fait est la partie épuration du biogaz pour être injecté dans le réseau de distribution. Mais nous sommes bien sur une station existante. C'est la grosse force des stations d'épuration, notamment dans les zones urbaines denses parce que nous voyons que les problèmes d'acceptabilité peuvent devenir un enjeu important sur la méthanisation. L'intérêt est que cette station d'épuration est déjà sur une station existante. Le fait d'intégrer la méthanisation sur ces sites pose moins de difficulté, localement, parce que les sites existent et sont déjà connus du grand public. Le fait d'ajouter un cycle de méthanisation n'apportera pas forcément des contraintes d'acceptabilité, contrairement à l'implantation d'un nouveau projet de méthanisation. C'est aussi une grande force de la station d'épuration : nous restons sur la station existante.

Nous vous avons mis également des plaquettes à l'entrée vous présentant les enjeux de la méthanisation ; les fiches présentant les stations d'épuration des Mureaux et de Saint-Cyr. Si vous avez d'autres questions, n'hésitez pas, nous sommes là pour y répondre. Avez-vous d'autres questions ?

**Cécile CASTEL** - Je souhaitais remercier l'organisation de cette Commission. Il est vrai que nous parlons de la méthanisation depuis un certain nombre d'années mais nous sentons un certain degré de maturité au niveau du territoire, au niveau de l'Inspection des Installations classées. Sur les dernières visites que nous avons pu faire sur certains sites, que ce soit des stations d'épuration, ou d'échanges que nous avons pu avoir avec certaines collectivités, notamment, nous voyons des projets en gestation plus ou moins avancée : le projet de la station d'HYDREAULIS a été instruit. Entre le moment où nous avons été informés, où nous avons reçu les dossiers et celui où ce sera injecté, il faut compter à peu près 18 mois. Nous savons que d'autres installations sont plus ou moins avancées aussi sur ce type de projet. Il était très intéressant d'avoir pu avoir ces échanges aujourd'hui pour discuter d'un certain nombre de points.

J'en profite pour dire que, au niveau de l'Inspection des Installations classées, quand nous regardons ces projets, en particulier sur l'injection liée aux stations d'épuration, nous avons pu regarder la question de l'implantation des canalisations sur le site. Vous n'avez pas vraiment abordé le sujet, mais nous l'avons vu apparaître : le fait qu'un contrôle qualité est réalisé sur le gaz. La question du « et s'il n'est pas bon où repart-il » n'est pas dite aussi clairement mais il faut que, si cela part en torchage, tout soit bien mis en place. Si vous avez des projets, notez bien les questions en amont.

La question des responsabilités. Vous avez votre point d'injection. Il y a une barrière entre les deux : vous êtes à l'extérieur. Vous louez la partie odorisation mais vous avez parfois une maintenance à faire sur cette partie. La question de la clarification des responsabilités entre l'injecteur et le producteur est importante à régler.

**Conclusion**

**Stéphane GRAUVOGEL** - Sauf s'il y a une intervention ultime dans la salle, je vous propose de nous quitter. Merci à tous d'être venus et d'avoir participé à ce débat. Merci aux intervenants pour leurs interventions, leurs exposés précis et intéressants.