



ETAT DES LIEUX DE LA FILIERE BIOGAZ EN FRANCE

Les freins à lever pour consolider une filière
prometteuse

Conférence de presse - 26 Novembre 2015

LE CONTEXTE

Le biogaz : une filière d'avenir

Le biogaz est désormais reconnu comme une ressource considérable pour de nombreux secteurs : énergétique, agricole, industriel, agroalimentaire, etc. De par ses nombreuses externalités positives, la méthanisation contribue pleinement aux politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, à l'agroécologie, à l'économie circulaire, à la mobilité verte et aux territoires à énergie positive. La filière participe aussi à la gestion optimale des déchets. La valorisation de cette énergie peut également jouer un rôle pour pérenniser les filières agricoles, notamment de l'élevage, et créer des emplois non délocalisables.

Le potentiel de développement du biogaz en France est très important : 56 TWh mobilisables en 2030, soit la consommation énergétique de près de 3 millions de foyers. 90% du gisement sera issu du secteur agricole¹. Il s'agit d'une filière énergétique récente. Les tarifs d'achat pour la production électrique ont été mis en place en 2006 et revus en 2011. Ceux du biométhane injecté dans les réseaux de gaz datent de 2011.

La France a fait le choix d'une filière traitant en priorité des déchets et sous-produits, avec pour corollaire une très grande diversité des intrants alimentant les unités qui rend la méthanisation complexe et nécessite une phase d'apprentissage de la part des acteurs positionnés tout au long de la chaîne de valeur. Cette spécificité pourra être également source d'une grande richesse.

Les nombreuses vertus de la filière, son important potentiel et sa place déterminante parmi les énergies renouvelables conduisent les professionnels à s'investir toujours plus pour optimiser son essor.

Pourquoi un état des lieux de la filière biogaz ?

La filière biogaz agricole se développe depuis près de 5 ans. Les retours d'expérience sont contrastés et encore insuffisamment partagés.

Or, les objectifs 2020 du plan d'action national en faveur des énergies renouvelables et ceux fixés pour 2030 par la Loi de transition énergétique pour la croissance verte sont ambitieux. La méthanisation, au même titre que les filières plus matures, doit y contribuer. Cependant, comme toute filière émergente, elle suit une courbe d'apprentissage et les premiers retours d'expériences témoignent de difficultés qui pourraient contrarier la mobilisation de certains porteurs de projets ou investisseurs et de ce fait, ralentir la dynamique engagée, alors que les solutions sont à portée de main.

Les membres du Comité de pilotage de l'étude "Etat des lieux de la filière biogaz" composés de l'AAMF, l'ATEE (Club Biogaz), l'APCA, le Conseil de l'Agriculture Française, COOP de France, ENGIE, GrDF, GRTgaz, Le Crédit Agricole et le SER (SER-FBE) ont décidé, en février 2015, de mandater le Cabinet E-CUBE Strategy Consultants, pour disposer d'un état des lieux objectif de la situation de la filière et être, ainsi, en mesure de hiérarchiser les actions clés à mener et de proposer des recommandations pour consolider son essor. Cette étude a été cofinancée par l'ADEME. Les pouvoirs publics ont suivi l'évolution des travaux en participant aux réunions du Comité de coordination de l'étude.

¹ Selon l'étude de l'ADEME « *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* », avril 2013

LA PRESENTATION DE L'ETUDE

Objectifs

Les deux objectifs principaux de cette étude portaient sur l'identification :

- des critères de résistance et de vulnérabilité des installations existantes aux aléas rencontrés, notamment sur la rentabilité des installations par rapport aux prévisions ;
- des obstacles et opportunités pour le développement des projets dans la dynamique actuelle de la filière.

Il est important de préciser que cette étude n'avait pas vocation à mettre en exergue les points positifs. En effet, le Comité de pilotage a souhaité que l'analyse se concentre essentiellement sur les difficultés rencontrées en identifiant les causes principales.

Méthode et périmètre

L'essentiel de l'étude porte sur la méthanisation agricole ou territoriale² qui concentre la majorité du potentiel de développement de la filière. Grâce à la mobilisation des acteurs de la filière, l'étude a pu s'appuyer sur les données déclaratives d'un nombre important de sites : 54 sites de méthanisation (44 sites agricoles et 10 territoriaux) soit 40% des sites à la ferme, et 100% des sites territoriaux en fonctionnement fin 2013.

L'enquête a porté uniquement sur les sites qui valorisent le biogaz en cogénération compte-tenu du peu de retour d'expériences des sites d'injection au moment de l'étude. Cependant, une grande partie du procédé étant commune, les conclusions seront utiles pour la filière injection biométhane.

Pour compléter l'enquête menée auprès des sites en fonctionnement, 46 entretiens ont été réalisés auprès d'un nombre important d'acteurs de la filière (développeurs, investisseurs, exploitants, bureaux d'études, banques). Ils ont permis d'identifier les tendances sur la dynamique de la filière et des projets, toutes valorisations du biogaz confondues.



1) Ensemble des sites mis en service au 15/12/2013, source DGEC

2) En raison du calendrier des travaux agricoles et des contraintes des agriculteurs, le nombre de visites sur site a été restreint

Illustration 1 – l'état des lieux s'est appuyé sur une enquête réalisée auprès de 54 installations en fonctionnement, et 46 entretiens avec les acteurs de la filière, les pouvoirs publics et les porteurs de projet en développement

² Le biogaz peut également provenir des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) et de la méthanisation des boues de stations d'épuration des eaux usées urbaines ou industrielles.

L'étude a permis de rendre compte de l'état de développement de la filière, des attentes de ses acteurs, de présenter des constats riches d'enseignements et de faire apparaître les principaux points d'amélioration et de progrès attendus pour ce secteur en phase d'apprentissage.

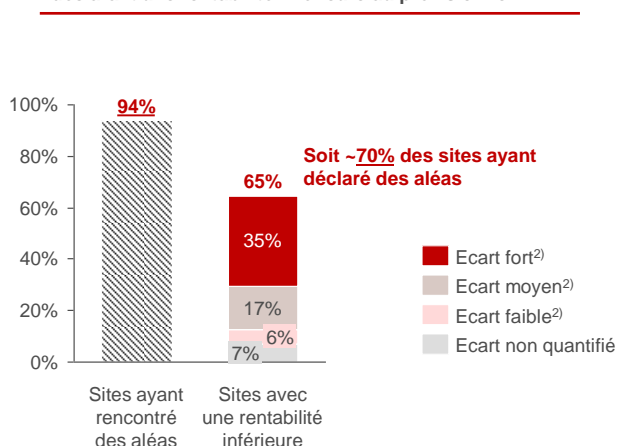
LES PRINCIPAUX RESULTATS TECHNIQUES, REGLEMENTAIRES ET ECONOMIQUES

L'étude a démontré tout l'intérêt d'analyser et de capitaliser sur les aléas rencontrés par les sites en fonctionnement : en effet, 94% des sites interrogés déclarent avoir rencontré des aléas et 65% présentent une rentabilité inférieure au prévisionnel.

32 types d'aléas mesurés :

- **Surcoûts d'investissements** : stockage, autre génie civil, processus de méthanisation (y.c. pré-traitement), valorisation de la chaleur, traitement du digestat (post-traitement), homologation, autre coûts de mise en conformité réglementaire ; remplacements d'équipements intervenant plus tôt que prévus
- **Surcoûts d'OPEX** : temps passé / ETP, coût des intrants, frais de maintenance cogénération et méthanisation, frais de contrats divers, coûts de traitement du digestat (épandage, séchage, etc.), fiscalité
- **Revenus inférieurs** : recettes électricité (fonctionnement inférieur au prévisionnel, V inférieur), revenus issus des redevances déchets, autres revenus issus de la vente de chaleur

Nombre de sites du panel ayant rencontré des aléas¹⁾ et déclarant une rentabilité inférieure au prévisionnel



1) Au moins un des aléas mesurés par le questionnaire ; 2) Ecart : fort (> 5 points d'EBE ou de TRI), moyen (2 à 5 points d'EBE ou de TRI), faible (< 2 points d'EBE ou de TRI)

NB : l'écart de TRI mesuré dans le questionnaire reflète la situation du site à l'instant T de l'enquête et ne présage pas du TRI « réel » au bout des 15 ans de la vie du site ; le TRI sert d'indicateur pour mesurer l'impact des difficultés rencontrées par les sites

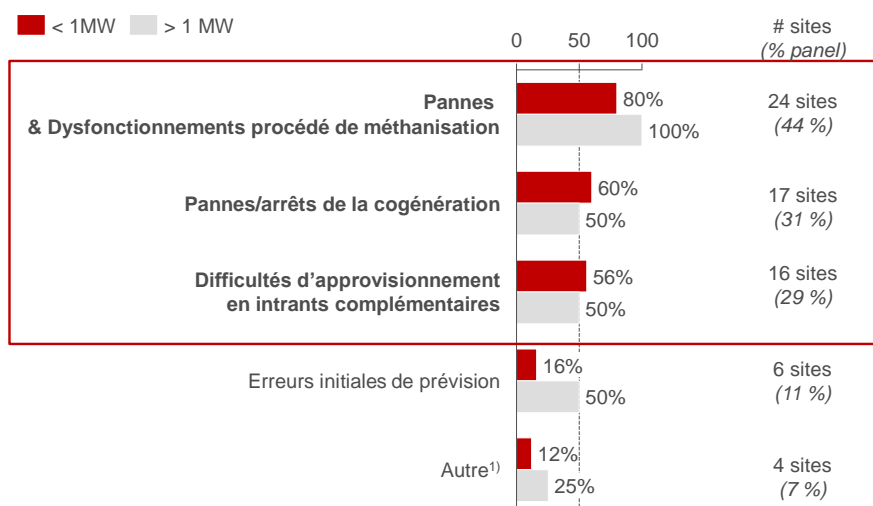
Source : enquête auprès de 122 sites en fonctionnement depuis plus d'un an, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 2 – La quasi-totalité des sites en fonctionnement du panel a rencontré des aléas par rapport au business plan prévisionnel

D'un point de vue technique et opérationnel

Le rapport fait le constat de difficultés techniques et opérationnelles sur plusieurs sites en fonctionnement, liées à trois causes principales :

PRINCIPALES RAISONS D'UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]



1) Difficultés d'épandage ; difficultés d'approvisionnement consécutive aux arrêts pour problèmes techniques

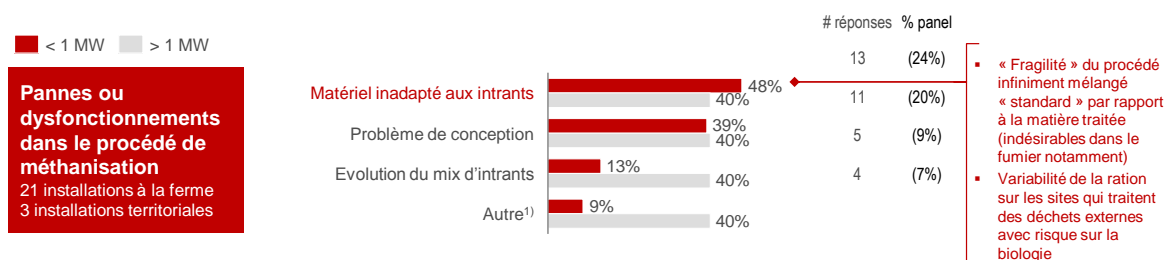
Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 3 – Principales raisons d'un fonctionnement inférieur au prévisionnel

1. Des équipements non adaptés aux approvisionnements des unités françaises basées sur du « multi-intrants » et/ou des problèmes de conception qui entraînent des dysfonctionnements du procédé de méthanisation

Ces dysfonctionnements expliquent principalement l'écart entre le fonctionnement réel de l'unité et le prévisionnel.

PRINCIPALES RAISONS D'UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]



1) Conditions météo exceptionnelles, technologie pas adaptée à l'évolution du mix d'intrants, panne de compteur

Illustration 4 – Le matériel non adapté aux intrants et les problèmes de conception sont les principales causes de dysfonctionnements et de pannes dans le procédé de méthanisation

L'inadaptation du matériel et de la conception aux intrants entraînent des défaillances matérielles sur le procédé de méthanisation (casse des équipements d'incorporation, blocage de brasseurs, besoin de curage prématuré des digesteurs, ...) qui se traduisent par un fonctionnement de l'installation inférieur au prévisionnel. La rentabilité des installations est affectée par ces pertes de revenus et par les coûts imprévus de changement du matériel suite aux casses, et éventuellement par les investissements complémentaires à réaliser pour adapter la conception du méthaniseur.

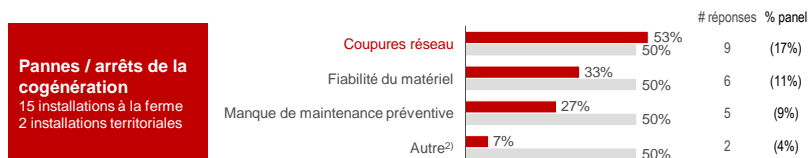
La filière française s'est tournée vers la méthanisation d'effluents d'élevage et de déchets du territoire, qui sont, par nature, variables en quantité et en caractéristiques au cours du temps.

Pour réaliser ses projets, elle s'est tournée vers des procédés et des équipements issus de pays européens pionniers en méthanisation, et en particulier vers l'Allemagne. Or, ces pays utilisent des intrants très différents, majoritairement des lisiers et de l'ensilage de cultures, matières aqueuses, homogènes et stables qui permettent un approvisionnement régulier tout au long de l'année. Les intrants français, plus fibreux, variés et avec un taux d'indésirables qui peut être élevé, nécessitent une adaptation des équipements conçus pour d'autres marchés européens.

2. Des pannes et des arrêts de la cogénération liés à des coupures de réseau et à un manque de fiabilité de certains matériels

Les pannes et arrêts de cogénération expliquent également les écarts entre le fonctionnement réel de l'unité d'exploitation et le prévisionnel pour 31% des sites enquêtés.

PRINCIPALES RAISONS D'UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]



2) Manque de biogaz entraînant des arrêts de production et Filtre à charbon non prévus

Illustration 5 – Les coupures réseaux et le manque de fiabilité de certains matériels sont les principales causes des pannes et arrêts de cogénération

Des micro-coupures engendrées par les défaillances du réseau électrique dans certaines régions entraînent le désaccouplement des moteurs et l'arrêt de leur production. A fort impact sur le matériel, elles concernent 17% des sites du panel.

3. Des difficultés d'approvisionnement en intrants complémentaires à la matière agricole, avec des compétitions d'usage importantes sur certaines matières ou certains territoires, et une exportation d'intrants fortement méthanogènes dans les régions frontalières.

Ces difficultés d'approvisionnement affectent la durée de fonctionnement d'environ 30% des sites.

PRINCIPALES RAISONS D'UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]



3) Pas d'IAA à proximité, pression de sociétés concurrentes sur la matière, prix élevé des céréales, manque d'agrément sanitaire devenu nécessaire

Illustration 6 – Les difficultés d'approvisionnement des sites en intrants non agricoles sont multiples

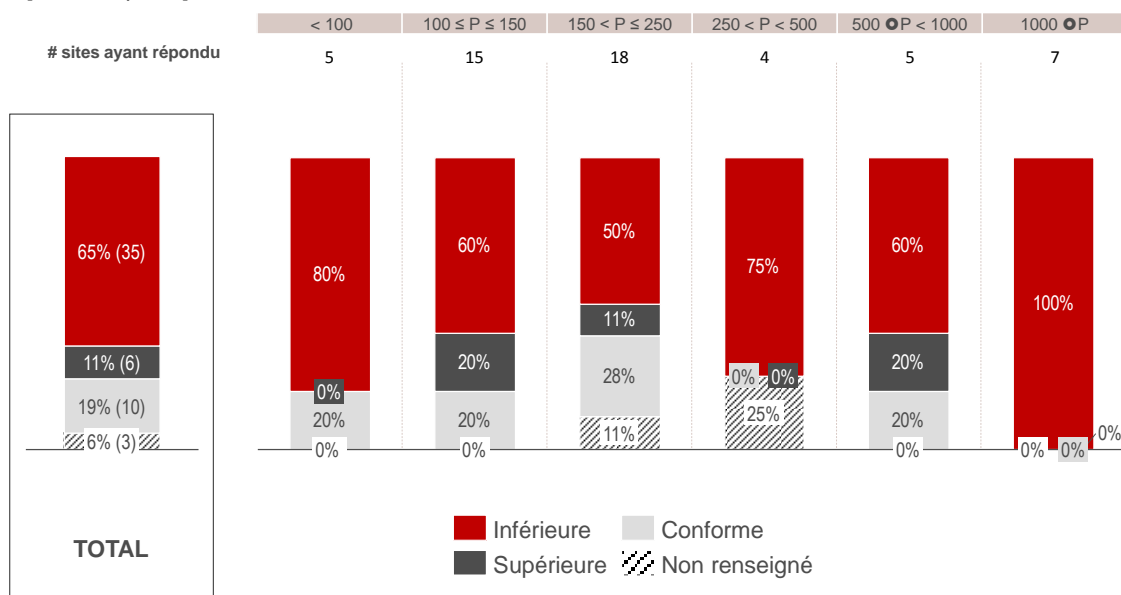
D'un point de vue réglementaire

Sur le plan réglementaire, si certaines évolutions ont été récemment proposées, par exemple l'autorisation unique pour le permis de construire et l'autorisation d'exploiter, l'ensemble des démarches restent encore longues et complexes. Elles le sont en particulier pour les projets collectifs dont le mix d'intrants et la conception peuvent varier au cours de la phase de développement avec des surcoûts pour ré-actualiser les études et éventuellement un rallongement des délais d'approbation de dossier.

D'un point de vue économique

Le rapport fait le constat d'écarts, parfois importants, entre le montant réel des investissements et charges d'exploitation et les montants initialement estimés dans les business plans : sur l'ensemble des sites ayant répondu au questionnaire, 65% déclarent une rentabilité inférieure au prévisionnel, 19% une rentabilité conforme et 11% une rentabilité supérieure, le solde ne s'étant pas prononcé.

NOMBRE D'INSTALLATIONS AVEC DES ÉCARTS DE RENTABILITÉ PAR RAPPORT AU BP INITIAL
[en % du panel]



Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 7 – 35 installations (65% du panel) ont déclaré une rentabilité inférieure aux prévisions initiales

S'agissant de la taille des sites, les 7 sites de plus d'un MW déclarent une rentabilité inférieure au prévisionnel.

La perte de rentabilité est déclarée :

- forte pour 35% des sites ;
- moyenne pour 17% d'entre eux ;
- faible pour 6% d'entre eux ;
- Le solde ayant une rentabilité conforme ou supérieure au prévisionnel ou ne s'étant pas prononcé.

Parmi les installations dont la rentabilité est inférieure à la prévision, 87% cumulent des surcoûts et des recettes inférieures aux prévisions. Trois principales raisons expliquent ces écarts avec le prévisionnel.

Du point de vue des recettes :

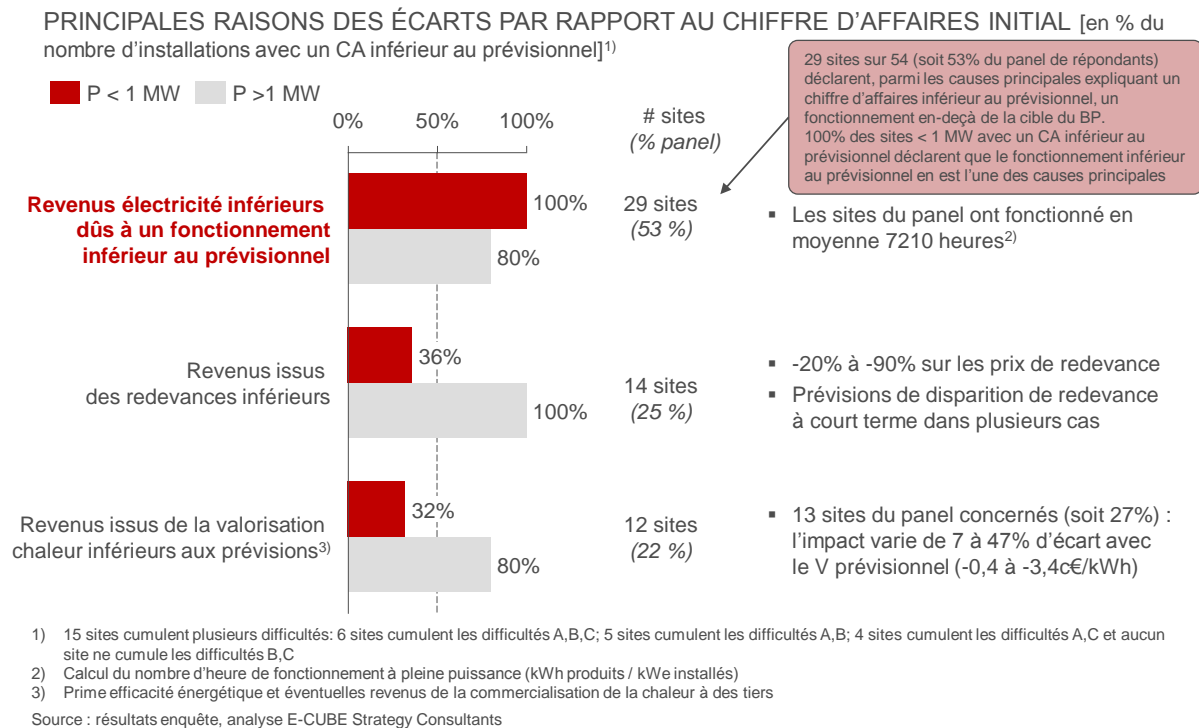


Illustration 8 – L'écart de rentabilité avec le business plan initial s'explique notamment par des revenus inférieurs au prévisionnel en particulier les revenus électricité

1. Les difficultés techniques et opérationnelles rencontrées lors de l'exploitation [exposées ci-avant], qui entraînent une diminution de la production de biogaz et/ou directement de la production d'électricité, et donc une baisse des recettes associées :

Cette production inférieure au prévisionnel concerne 53% des sites enquêtés, sachant que ces derniers ont fonctionné en moyenne moins que la moyenne du parc enquêté (~6500 heures contre 7210 heures).

2. Les baisses de recettes sur les redevances déchets (concurrence des gisements) et sur la valorisation de la chaleur (avec un impact fort sur la prime efficacité énergétique)

- 25% des sites enquêtés ont déclaré des revenus issus des redevances pour traitement de déchets inférieurs au prévisionnel. Des diminutions de -20% à -90% ont été constatées sur les prix à la tonne. Pour les sites d'une taille supérieure à 1 MWe, la baisse des redevances déchets est toujours une des causes de la différence entre le prévisionnel et le chiffre d'affaires réel. Cela concerne également 36 % des sites inférieurs à 1MW qui ont déclaré un chiffre d'affaires inférieur au prévisionnel (soit 14% des sites au total)
- Pour 22% des sites enquêtés ont déclaré des revenus issus de la valorisation de la chaleur inférieurs à leurs prévisions. Pour rappel, la valorisation de la chaleur, en entraînant une meilleure efficacité énergétique du site, donne droit à une prime à l'efficacité énergétique dans le tarif d'achat de l'électricité. Par conséquent, la perte de valorisation de la chaleur entraîne une diminution des recettes d'électricité, en plus de l'éventuelle perte de recette liée à la commercialisation de la chaleur.

Du point de vue des coûts :

3. La sous-estimation des charges de conduite et de maintenance des installations

Les surcoûts de maintenance concernent la phase de digestion pour 50% des sites enquêtés et le fonctionnement du moteur pour 38%. Ces surcoûts sont liés aux différents incidents techniques rencontrés, plus fréquents que prévu, et évidemment non provisionnés.

De plus, la faible densité des sites en France n'a pas permis la structuration de services après-vente réactifs de façon homogène sur l'ensemble du territoire, ce qui explique des surcoûts de maintenance et un allongement des durées d'indisponibilité (temps d'approvisionnement en pièces de rechange, temps d'intervention).

LES PERSPECTIVES D'AMELIORATION POUR LES FUTURS PROJETS

Une adaptation en cours grâce aux premiers retours d'expérience

Les retours d'expérience ont permis de préciser l'économie réelle des projets. Les investissements (CAPEX) et charges d'exploitation prévisionnelles (OPEX) **ont évolué à la hausse**. Cette dernière s'explique par :

- Des sites plus équipés (engendrant une hausse des coûts d'investissements) pour :
 - Répondre à des natures d'intrants hétérogènes, avec un fort taux d'indésirables, et potentiellement variables dans le temps
 - Mieux intégrer dès la conception les contraintes règlementaires (notamment ICPE, agrément sanitaire, épandage) et anticiper leur évolution
- Des provisions adéquates pour mieux prendre en compte les casses matérielles ou les interruptions.

A court terme, le faible volume des projets actuellement développés ne permet pas d'envisager d'économies d'échelle (ni sur les études en amont, ni sur les équipements, ni sur le service après-vente).

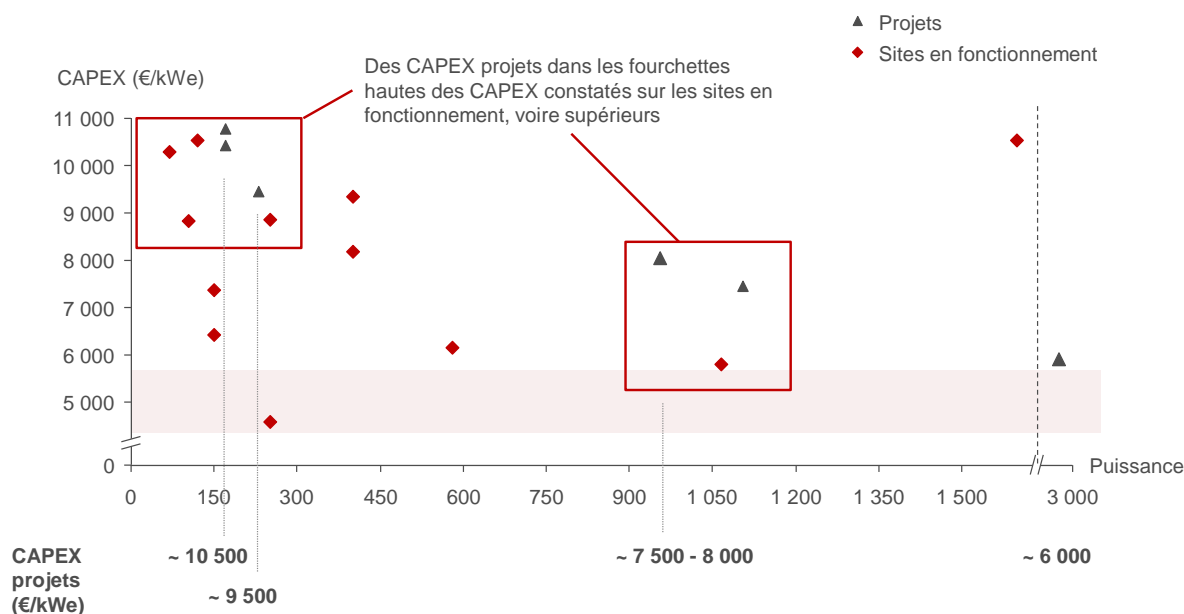
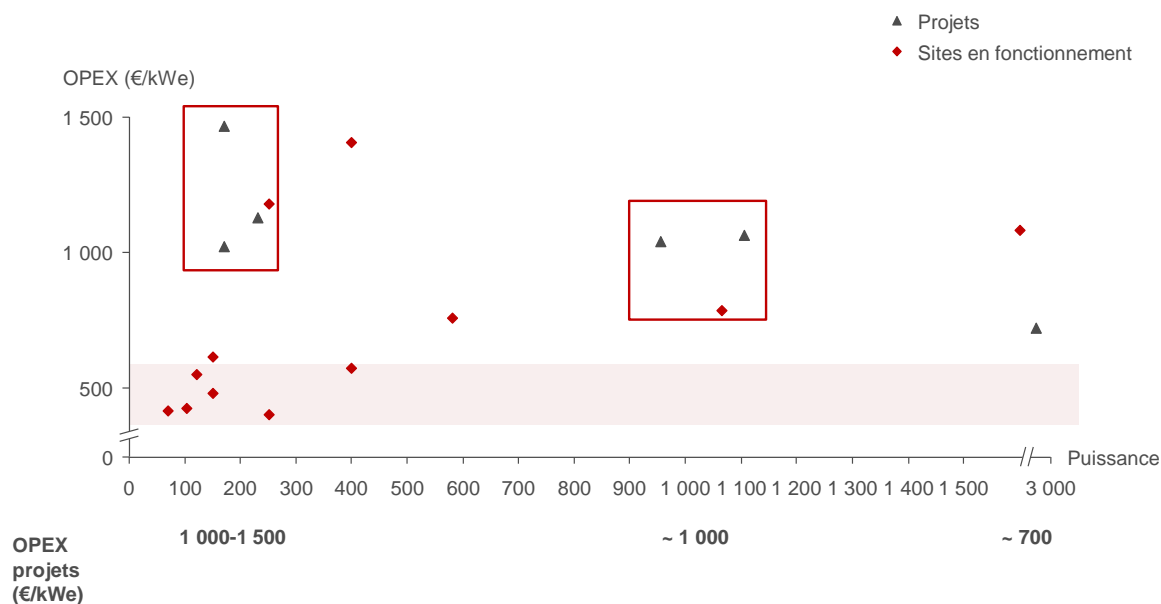


Illustration 9 – Les CAPEX des nouveaux projets se situent dans les fourchettes hautes des CAPEX constatés sur les sites en fonctionnement (après réajustement), voir au-dessus



Source: données transmises par les porteurs de projets, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 10 – Les OPEX des nouveaux projets se situent également dans les fourchettes hautes des projets en fonctionnement (après réajustement)

Au-delà des aspects techniques et économiques, on observe également le besoin de consolider les outils nécessaires à l'encadrement des projets et la structuration de cette filière jeune :

- Les démarches **administratives et de demande de soutien** demeurent longues et complexes ;
- Certaines évolutions sont nécessaires. D'une part, du côté des porteurs de projets, peu sensibilisés à l'importance d'un accompagnement notamment technique, à la nécessité de disposer d'un contrat de maintenance et d'anticiper les futures dépenses d'entretien et renouvellement. D'autre part, on constate un manque de précision dans la répartition des responsabilités et leur formalisation dans les contrats d'installation (garantie de performance) et de service après-vente.

Une dynamique de développement insuffisante pouvant conduire au désengagement d'acteurs significatifs

Du point de vue des projets, ces dernières années, les segments « cogénération à la ferme » et territoriaux ont été plus dynamiques que les autres³, sans toutefois que le nombre d'installations annuelles décolle réellement : environ 50 nouvelles unités en 2014. Il semblerait que, depuis quelques mois, cette relative dynamique tende même à ralentir avec une division par deux attendue du nombre de projets annuels à partir de 2016 et une relative stabilité de la puissance installée (près de 20 MWe /an). Ces projections se traduisent par des capacités installées bien en-deçà des objectifs du plan national pour les énergies renouvelables (PAENR). Si la tendance générale se poursuit, nous pourrions assister à une disparition des acteurs et de leur savoir-faire. Des baisses d'effectifs sont déjà en cours dans les entreprises du secteur.

³ ISDND (décharges), traitement des ordures ménagères, traitement des eaux usées, autres installations de méthanisation industrielles

L'évaluation prospective de la dynamique projet fait état d'un nombre de projets d'injection équivalent à la cogénération pour une puissance électrique équivalente installée supérieure (taille des projets plus importante).

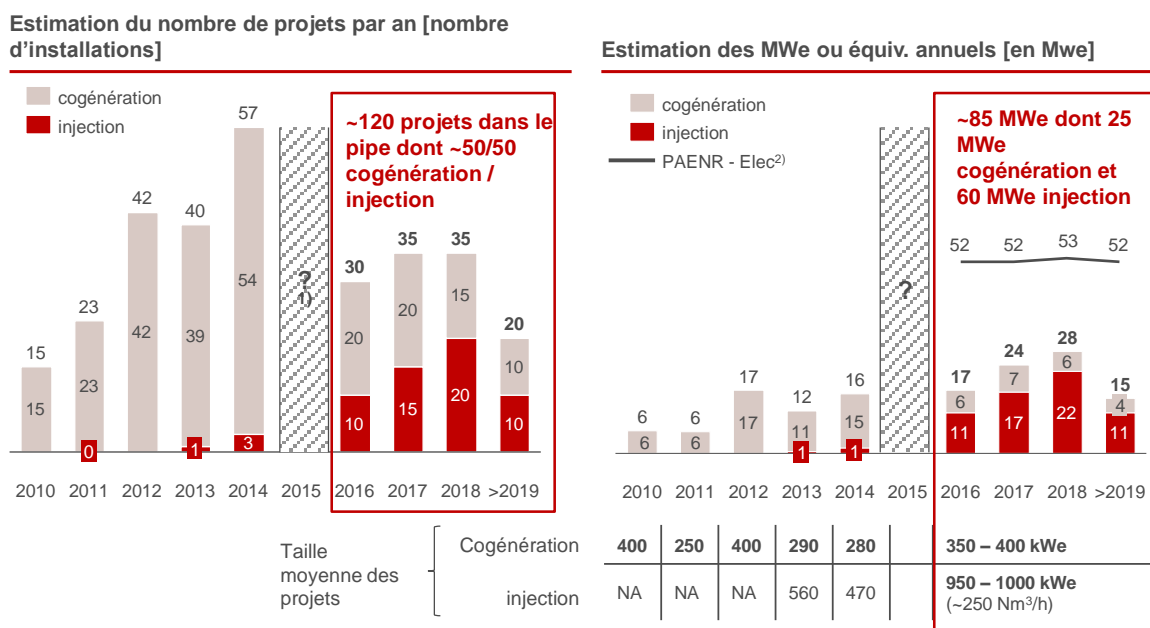


Illustration 11 – Estimation du nombre de projets biogaz (cogénération et injection) dans les prochaines années et des capacités installées correspondantes (exprimées en MWe ou MWe équivalent)

Les projets en développement sont en majorité des projets collectifs agricoles (\geq à 250 kWe) ou territoriaux (plus de 1 MWe). Concernant les premiers, les agriculteurs s'orientent vers des sites de méthanisation collectifs afin de disposer de volumes d'intrants suffisants. A noter que ces sites sont, généralement, plus complexes à concrétiser que les sites individuels. En effet, ils nécessitent de fédérer plusieurs acteurs tout au long du projet, y compris lors de la recherche de financements. Par ailleurs, le potentiel de projets de 200 kWe ou plus portés par des agriculteurs seuls, sur lequel la filière agricole française s'est développée, a globalement été atteint.

On constate que, dans tous les cas où elle est possible, l'injection est privilégiée à la cogénération pour des raisons de meilleure rentabilité et de réduction des contraintes sur la valorisation de la chaleur.

Lors de l'étude, environ un projet sur trois a été déclaré bloqué, principalement pour des raisons de manque de rentabilité et/ou de financement et/ou d'acceptabilité sociale (recours bloquant provisoirement les constructions). Notamment du point de vue des financeurs, les niveaux de rentabilité pour ces dossiers ne sont pas à la hauteur des risques perçus.

L'ANALYSE, LES ENGAGEMENTS ET LES CONCLUSIONS DU COMITE DE PILOTAGE

Analyse

- La filière française est « jeune » : la méthanisation est en phase d'apprentissage, avec des constructeurs et développeurs positionnés récemment sur le marché français et des modèles restant à stabiliser (agricole, multi-intrants, déchets,...) ;
- La montée en compétence concernant l'adaptation des matériels et une meilleure prise en compte des charges d'exploitation se poursuit ;
- La structuration de la filière doit s'amplifier sur toute sa chaîne de valeur ;
- A ce jour, le soutien public est encore insuffisant pour accompagner le décollage de la filière. Les acteurs attendent avec impatience les nouvelles mesures de soutien, en cours de discussion.

Engagements et attentes des acteurs

Cet état des lieux partagé met en lumière les chantiers à lancer pour structurer la filière biogaz et atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables que s'est fixé la France.

Cette étude a permis de mettre en évidence les freins et blocages de la jeune filière et de définir les actions à mettre en œuvre pour accompagner son essor tant dans le domaine de la cogénération que dans celui de l'injection de biométhane (bioGNV carburant et autres usages du gaz naturel). A terme, l'installation et le déploiement dans le paysage énergétique français d'une filière biogaz mature permettra de limiter les recours au soutien public.

Les engagements des acteurs

- le renforcement et le partage des retours d'expérience et des meilleures pratiques au sein des différentes structures professionnelles : AAMF, ATEE Club Biogaz, SER,
- la structuration d'une filière industrielle française dans le domaine de la méthanisation et le maillage d'acteurs sur l'ensemble du territoire pour répondre aux besoins des sites en fonctionnement,
- l'accompagnement de la montée en compétence des acteurs : mise en place de chartes qualité (ex : exploitants, bureaux d'études, constructeurs ...), labellisations, formations ...
- l'innovation dans les procédés et la recherche et développement dans des matériels adaptés aux spécificités du modèle français (multi-intrants, matières pailleuses),
- la continuité des travaux en cours : sécurité des sites, acceptabilité des projets ...

Et leurs attentes

- Amélioration de l'intégration de la méthanisation au sein des réseaux électriques
- Soutien à la recherche
- Poursuite des travaux engagés de simplification et de consolidation des procédures administratives

- **Révision des mécanismes de soutien pour un développement pérenne et équilibré de la filière : après la publication de l'arrêté tarifaire du 30 octobre, de nombreux chantiers restent en discussion**

Ces chantiers seront conduits en cohérence avec les travaux entrepris dans le cadre du Comité National Biogaz, mis en place en mars 2015 par la Ministre en charge de l'énergie sur les sujets suivants : mécanismes de soutien, procédures administratives, bioGNV, injection du biométhane et industrialisation de la filière.

Les acteurs de la filière s'engagent à poursuivre leur implication dans ces travaux et à mener toutes les actions nécessaires pour accompagner son essor.