

INFORMATION ET DÉBATS

LE GAZ RENOUVELABLE : ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES ECONOMIQUES DE LA FILIERE FRANÇAISE

*Côme BILLARD*¹

Dans le sillage de la publication de la synthèse sur la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (janv. 2019), cet Information et Débats fait un état des lieux général de la filière biogaz en France. Après la revue à la baisse des objectifs de la filière par le gouvernement et avant la mise en place de nouveaux outils, ce travail veut cerner les enjeux économiques qu'implique la nouvelle PPE aux horizons 2023 et 2028. Dans cette optique, une comparaison avec l'expérience allemande est proposée en filigrane de cette analyse. Cette dernière a pour vocation de clarifier les différentes approches et limites de celles-ci, dans un contexte où le gouvernement français semble vouloir s'inspirer des choix effectués Outre-Rhin.

¹ Université Paris-Dauphine, Chaire Economie du Climat

L'auteur tient à remercier Anna Creti (Université Paris-Dauphine, Chaire Economie du Climat) pour sa relecture de l'article, ainsi que Christian de Perthuis (Université Paris-Dauphine, Chaire Economie du Climat) pour ses conseils et avis sur ce travail.

MOTS-CLÉS

Gaz renouvelable

Perspectives économiques

Politiques publiques

Programmation Pluriannuelle de l'Energie

I. Introduction	2
<i><u>Quel avenir pour le gaz naturel dans la transition énergétique ?</u></i>	2
II. Le biogaz : nouvelle source d'énergie renouvelable	4
<i><u>Le biogaz/biométhane, de quoi parle-t-on ?</u></i>	5
<i><u>Quels avantages au gaz vert ? ...</u></i>	5
<i><u>... Et pour quel état des lieux de la filière en France ?</u></i>	5
<i><u>Instrument économiques de soutien : une approche France/Allemagne</u></i>	7
<i><u>Soutien économique au biométhane : le cas français</u></i>	9
III. PPE 2019 : vers une nouvelle approche réglementaire	11
<i><u>Pour quelles marges de manoeuvre sur les coûts de la filière ?</u></i>	12
<i><u>Questionnements économiques</u></i>	14
<i>Références</i>	17

I. Introduction : Le biogaz et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

Dans un contexte où la France a renoncé au gaz de schiste¹, le développement de la filière « gaz renouvelable » attise les intérêts de plus en plus d'acteurs sur le marché, permettant à la fois de prendre le tournant de la transition énergétique avec une source d'énergie verte, tout en minimisant l'impact de la hausse de la fiscalité carbone sur leur activité. Dans ce contexte, le gaz renouvelable dit « biogaz » peut se présenter comme une solution crédible face aux incertitudes auxquelles fait face son alternatif fossile, le gaz naturel. En France, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (2015) l'avait consacré comme potentiel avenir du secteur avec la volonté d'atteindre 10% de gaz vert dans la consommation de gaz française en 2030. Revu à la baisse dans la récente Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (janv. 2019), l'objectif visé ne va plus au delà de 7% sous conditions de baisses de coûts technologiques rapides dans la filière.

Dans le sillage de la publication de la PPE et afin de mieux saisir les enjeux économiques et énergétiques de la question du gaz vert, cet Information et Débats propose un état des lieux général de la filière biogaz en France. L'objectif est de comprendre les enjeux économiques liés au nouveau cap fixé par la PPE. Dans cette optique, une comparaison avec l'expérience allemande est proposée en filigrane de cette analyse. Cette dernière a pour vocation de clarifier les différentes approches économiques et limites de celles-ci, dans un contexte où le gouvernement français semble vouloir s'inspirer des choix effectués Outre-Rhin pour développer la filière.

Ce travail se structure comme suit : la section II expose les particularités du gaz renouvelable (biogaz/biométhane) et décrit l'état des lieux de la filière française. A ce titre, une présentation des tarifs de rachat est effectuée et mise en perspective avec l'approche allemande. La section III décrit les implications des dispositions énoncées dans la nouvelle PPE. Cette section se conclut par le questionnement économique de la vision de la filière sur un plus long terme et les enjeux qui s'y rapportent.

Quel avenir pour le gaz naturel dans la transition énergétique ?

Malgré l'annonce du retrait des Etats-Unis des accords de Paris (juin 2017), la nécessité de substituer les ENRs aux énergies fossiles se confirme comme une priorité dans l'ensemble des pays développés. Néanmoins, des divergences émergent quant à la stratégie optimale à adopter. Sous cet angle, le rôle du gaz dans la transition énergétique est sujet à de nombreux questionnements qui nourrissent l'incertitude des acteurs énergétiques sur les marchés européen, asiatique et américain (Bresciani et al. in McKinsey, 2014). Ces interrogations s'enracinent dans la caractéristique singulière que le gaz détient, à savoir l'avantage majeur d'être un substitut aux autres énergies fossiles telles que le charbon et le pétrole dans de nombreux domaines. De plus, la recherche académique démontre que sa progression dans le mix énergétique mondial aurait un impact significatif sur la réduction des émissions de GES (Levi, 2013). Ces éléments procurent un statut

¹ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, *Légifrance*

hybride au gaz, considéré à la fois comme une énergie émettrice de CO₂ et une solution intermédiaire, dans la transition énergétique vers la neutralité carbone.

La littérature académique distingue trois scénarios de moyen et long termes pour le gaz naturel². Le premier, communément nommé « *Gas as a backup fuel* » (Jacoby et al., 2011; Helm, 2012) projette que la demande de gaz naturel augmente durablement dans le futur - le propulsant au rang de « backup fuel » dans le mix énergétique. Autrement dit, il s'imposerait comme un substitut aux énergies fossiles telles que le charbon et le pétrole et garantirait une sécurité face à l'intermittence et la saisonnalité de la production énergétique issue des ENRs. Dans ce scénario, les secteurs du transport, de la production de chaleur et de la production d'électricité pourraient expérimenter une forte pénétration du gaz naturel (Brown and Krupnick, 2010).

En contradiction, le second scénario nommé « *Phased out* » postule que la consommation de gaz diminuera, en parallèle des autres énergies fossiles, au profit de sources d'énergies non émettrices (nucléaire, charbon avec CCS, ENRs). Cette perspective s'imposerait comme la plus crédible si la pression exercée par les politiques environnementales sur les énergies fossiles continue de s'accroître durablement (Committee on Climate Change, 2012). *Dans cette optique, l'émergence de l'activité non-polluante du biométhane/gaz renouvelable - développer ci-après - s'impose comme une solution pour la filière gazière puisqu'elle assurerait un avenir renouvelable au secteur ainsi qu'à ses infrastructures de réseau.*

Entre ces deux scénarios polaires, la troisième perspective appréhende le gaz naturel comme un facteur de transition entre les énergies fossiles et les ENRs et ce jusqu'à ce que les technologies bas-carbone deviennent économiquement compétitives (Holz et al. 2016). La faible « intensité carbone » du gaz naturel - comparée à ses concurrents (Aghion et al. 2014) - couplée à la flexibilité de production des centrales à gaz d'origine fossile favoriseraient une hausse de la consommation de gaz à court/moyen termes, avant de décroître jusqu'à son total abandon à long terme (horizon 2050). Cette perspective est définie comme la théorie du « *bridge fuel* », relatant le caractère de substitut temporaire - du gaz naturel - dans le processus de transition énergétique.

Les différences de ces trois scénarios sont alimentées par les tendances divergentes observées sur les marchés (offre/demande), les intérêts des acteurs concernés, mais également les stratégies énergétiques et environnementales adoptées par les différents pays. De surcroît, les publications des agences internationales sur le sujet ne tendent pas à converger vers des projections identiques, favorisant en cela le sentiment d'incertitude. En effet, alors que le *European Energy Roadmap to 2050* développe l'hypothèse que le gaz naturel sera substitué par les ENRs d'ici 2050

² Ces scénarios ont été proposés à des périodes différentes, s'inscrivant dans un contexte climatique et de transition énergétique singulier pour chacun d'eux.

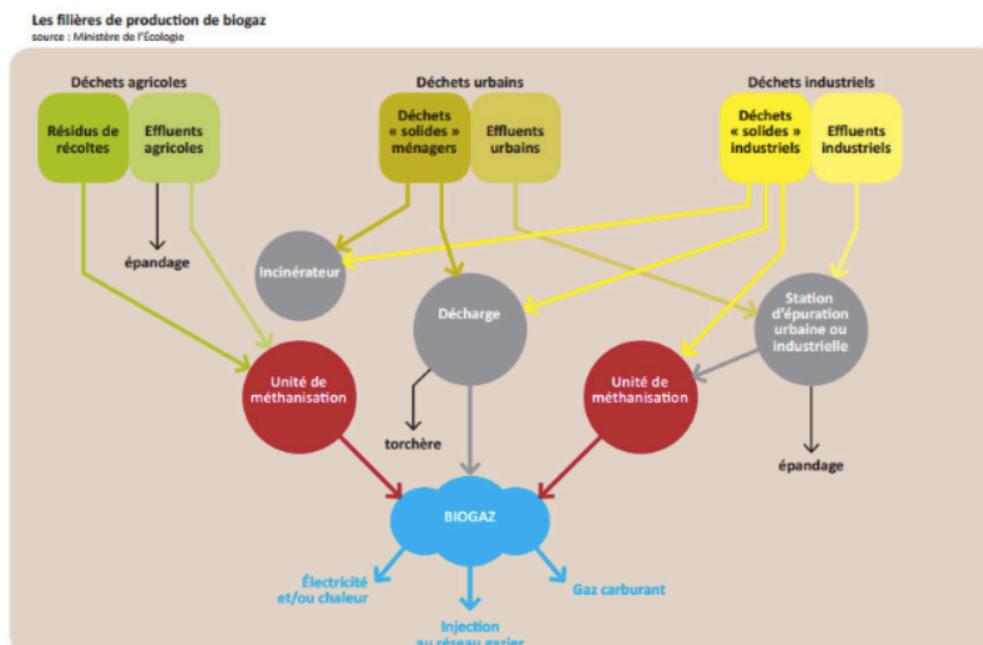
(EC, 2011a), l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) le crédite d'un rôle croissant au cours des prochaines décennies dans les économies de l'Union Européenne (*New Policies Scenario, 2015*).

II. Le biogaz : nouvelle source d'énergie renouvelable

Biogaz/biométhane, de quoi parle-t-on ?

Par définition, le **biogaz** est le résultat d'un procédé de dégradation de la matière organique animale et/ou végétale. Ce processus de fermentation des matières – appelé méthanisation car il produit essentiellement du méthane (50% à 60% de méthane et 50% à 40% de CO₂, H₂O) - s'effectue par voie naturelle, dans les marais ou les décharges. La matière organique, provenant de divers secteurs (agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)), est collectée et transportée sur le site de méthanisation. Sur place, elle est triée, brassée et chauffée durant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion anaérobie de matières organiques produit deux éléments distincts : du biogaz et du digestat pouvant servir d'engrais écologique pour les terres agricoles. Une fois récupéré, le biogaz peut être valorisé sous différentes formes : (1) par combustion sous forme de chaleur et/ou d'électricité (cogénération), (2) il peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « **biométhane** » ou « biométhane carburant » / « BioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Quel que soit le procédé de production utilisé, cette étape d'épuration est indispensable pour débarrasser le biogaz de ses impuretés et des composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les sulfures d'hydrogènes et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane est injecté dans les réseaux de gaz naturel (transport, distribution). Ainsi, on parle de gaz « renouvelable » pour caractériser le biogaz et son dérivé le biométhane.

*Schéma 1 : le processus de production du **biogaz/biométhane**.*



Quels avantages du gaz vert ?...

En France, le biogaz est produit majoritairement en décharges (ISDND) ainsi qu'« à la ferme »³ et présente de nombreux atouts. Tout d'abord, c'est une énergie renouvelable dont l'utilisation permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs concernés. En effet, malgré le rejet de CO₂ lors du processus de production, le montant de pollution évité compense ces émissions (effet net positif). Une étude ADEME-GRDF, publiée en 2015, démontre que l'expansion de la filière biométhane, en substitution au gaz naturel, permettrait de réduire les émissions de « 188 grammes de CO₂ équivalents pour chaque kilowattheure (kWh) produit, injecté et consommé ». A l'horizon 2020, et en se basant sur une injection de 4 TWh de biométhane dans les réseaux de gaz, plus de 750 000 tonnes d'équivalents CO₂ par an pourraient être évitées (à titre comparatif, en 2016 la France a émis 316 millions de tonnes de CO₂). De plus, le gaz renouvelable permet la valorisation des déchets en tant que matières premières dans son processus de production. Cette caractéristique lui confère un rôle particulier dans la vision circulaire de nos sociétés modernes. Par là même, le gaz renouvelable fait la jonction entre économie soutenable et source d'énergie propre.

A l'échelle nationale, un déploiement de la production et de la consommation de gaz vert sur le territoire permettrait, à moyen terme, de diminuer les importations de gaz venues de l'étranger, baissant par là-même la dépendance de la France à l'égard des pays exportateurs (Norvège, Russie, Pays-Bas, Algérie). Economiquement, un impact positif pourrait être observé sur la balance commerciale du pays dont le premier poste de dépenses en importations correspond aux énergies.

La filière biogaz génère en outre des revenus pour les exploitants agricoles. A l'heure où la concurrence avec les produits alimentaires étrangers est rude, investir dans une infrastructure biogaz permet de dégager des revenus non-négligeables pour le monde agricole. Malgré un niveau de développement encore jeune, la filière tend à s'implanter sur le territoire et à gagner en crédibilité pour les investisseurs (majoritairement les établissements bancaires). Du côté des acteurs gaziers, la valorisation du biogaz en biométhane injecté dans les réseaux procure une longévité assurée pour les infrastructures et limite drastiquement le montant d'actifs échoués.

... Et pour quel état des lieux de la filière gaz renouvelable en France

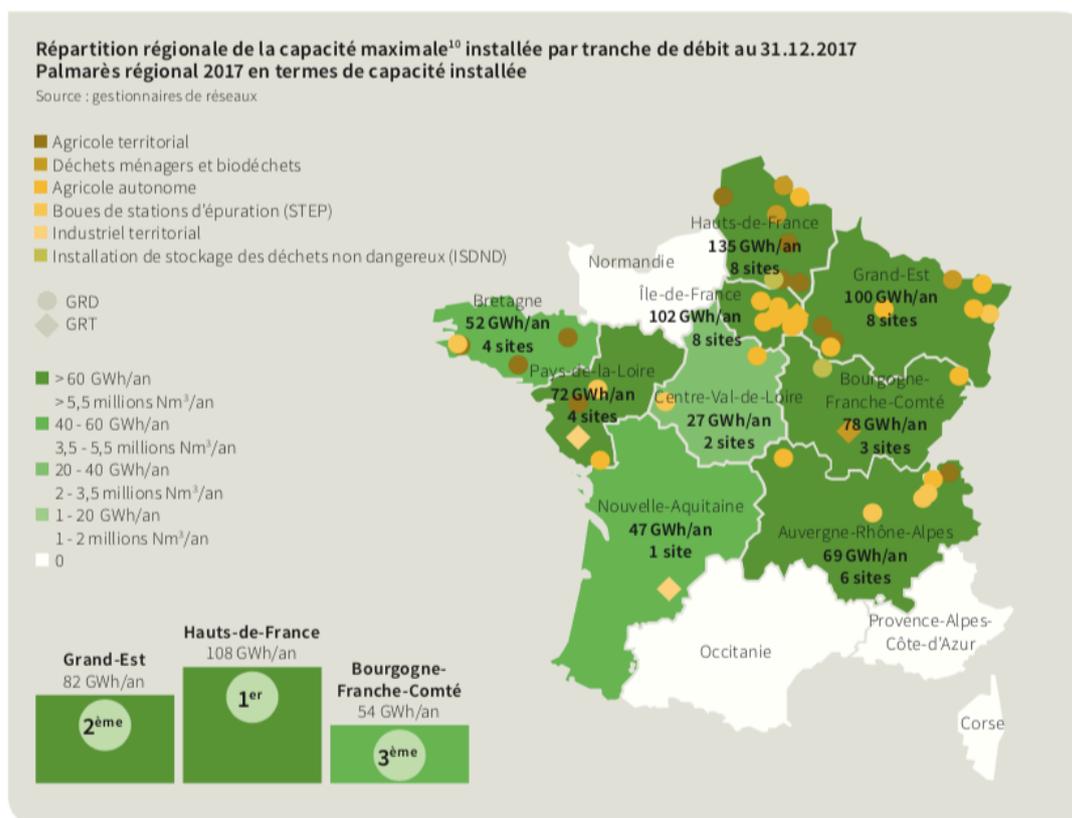
En juillet 2018, l'ensemble de la production française de gaz renouvelable s'est effectuée par le biais de 788 installations, dont 58 le valorisaient en biométhane pour injection⁴. En 2017, 592 installations de méthanisation étaient recensées dont 44 injectaient du biométhane dans les réseaux. La répartition géographique des installations est assez hétérogène - les régions Hauts-de-France, Ile-

³ Un total cumulé de 412 MW, Observer, Baromètre des énergies renouvelables électriques en France, Filière biogaz, 2017.

⁴ ATEE Club Biogaz, Statistiques filière biogaz - Juillet 2018

de-France et Grand-est cumulent plus de la moitié des installations du territoire tandis que les régions Occitanie, Normandie, Provence Alpes Cote d'Azur et la Corse n'en accueillent aucune.

*Répartition régionale du parc biométhane en France
(source : Panorama du gaz renouvelable en 2017).*



Concernant la valorisation en biométhane, cette dernière se fait majoritairement par méthanisation agricole (environ 50%)⁵. A l'échelle du territoire, plus de 406 GWh de biométhane ont été injectés dans les réseaux de gaz naturel en 2017. A titre comparatif, cela représente un accroissement de 89% par rapport à la même période en 2016 (215 GWh). De même, la capacité maximale d'injection, représentant l'écart entre la production effective et la capacité maximale de production installée, a significativement augmenté - passant de 410 GWh en décembre 2016 à 682 GWh fin 2017. Ces chiffres confirment l'expansion que connaît la filière biométhane depuis les années 2015. Et plus encore, de nouvelles réservations de capacité se sont ajoutées en 2017 avec 120 projets inscrits dans le registre de capacité représentant un total de 2,8 TWh (contre 56 projets représentant 1,6 TWh en 2016). Au 31 décembre 2017, l'équivalent de 8 TWh de projets réservés dans le registre de gestion des capacités d'injection a été atteint, soit l'objectif fixé par la PPE pour 2023. Grâce à

⁵ Panorama du gaz renouvelable 2017

cette dynamique, les acteurs de la filière⁴ estiment qu'en 2017, l'injection puis la consommation de biométhane a permis d'éviter l'émission de 90 000 tonnes de CO₂ équivalent⁶.

A moyen terme, les perspectives d'avenir de la filière biométhane s'appréhendent à travers le nombre de projets en attente de validation. On en dénombrait 361 en décembre 2017 soit une centaine de plus qu'en décembre 2016. La répartition territoriale de ces projets est similaire à celle des unités en activités. Au total, ces 361 projets représentent environ 8 TWh dont 90% des projets concernés renvoient à un raccordement au réseau de distribution et 10% à celui de transport.

Instruments économiques de soutien au biogaz : une approche France/Allemagne des tarifs de rachat

Comme pour la grande majorité des énergie renouvelables, la politique de soutien de l'Etat passe par la mise en place de tarifs de rachat, largement présentés dans la littérature (Percebois et al., 2015). Cette dernière est différenciée en fonction de la valorisation du biogaz. Il existe des tarifs de rachat spécifiques et réglementés (dénommés *Feed in Tarifs*) pour l'électricité produite à partir de biogaz (avec ou sans cogénération) ainsi que des tarifs pour la valorisation en biométhane en vue d'être injecté dans le réseau de gaz fossile. En ce qui concerne la valorisation de **biogaz** en électricité (cogénération incluse), le Tableau 2 relate les tarifs d'achat pour les structures agricoles et les stations d'épuration. Ces tarifs sont fonction des intrants et de la taille de la structure (arrêté du 13 décembre 2016, arrêté du 9 mai 2017, arrêté du 24 mai 2017) :

Tableau 1 : Tarifs de rachat d'électricité produite à partir de biogaz France, 2017.

Structures	Intrants	Taille	Tarifs (ct€/Kwh)
<ul style="list-style-type: none"> Méthanisation agricole dite « à la ferme » 	<ul style="list-style-type: none"> Déchets organiques, effluents d'élevage (*) 	≤ 80 kW	17,5*
		80 kW ≤ Taille ≤ 500 kW	Défini par interpolation linéaire. Trajectoire à 15ct€/Kwh pour 500 kW*
		≥ 500 kW	Procédure par appel d'offres
<ul style="list-style-type: none"> Stations d'épuration 	<ul style="list-style-type: none"> Boues, eaux usées 	≤ 200 Kw	17,54
		200 kW ≤ Taille ≤ 500 kW	Défini par interpolation linéaire. Trajectoire à 14,18ct€/Kwh pour 500 kW

⁶ Panorama du gaz renouvelable 2017 (ex. GRTGaz, GRDF).

Structures	Intrants	Taille	Tarifs (ct€/Kwh)
		500 kW ≤ Taille ≤ 1 MW	Défini par interpolation linéaire. Trajectoire à 7,09ct€/Kwh pour 1 MW et plus.
<i>*bonus de 5 ct€/Kwh</i>			

La France a clairement fait le choix de favoriser la production dite « à la ferme » avec des tarifs de rachat plus attractifs (entre 17,5 ct€/Kwh et 15 ct€/Kwh auquel s'ajoute 5ct€/Kwh de bonus pour au moins 60% d'intrants en fumier⁷ chaque année). Ce choix est fondé sur deux objectifs : (1) inscrire les agriculteurs dans la démarche de transition énergétique en leur procurant un revenu supplémentaire, (2) favoriser les 300 millions de tonnes par an de déjections animales issues des élevages français, représentant un grand potentiel de production de biogaz. On note également que l'ensemble des tarifs de rachat sont régressifs, symbolisant le caractère d'économie d'échelle qui se dégage de la filière biogaz, lorsque ce dernier est valorisé en électricité. Par ailleurs, ils s'étalent sur une période de 20 ans. En plus de cette incitation, la CRE (27 juillet 2016) prévoit également que ces tarifs de soutien baissent de 0,5 % par trimestre à partir de janvier 2018, ainsi qu'une diminution des tarifs de base si la proportion maximale de 15% de cultures principales des terres est dépassée (moyenne sur 3 ans) - autrement dit, la production de biogaz doit rester une activité complémentaire au métier d'agriculteur.

A titre comparatif, le Tableau 2 expose les tarifs de rachat mis en place en Allemagne. Cette approche permet de mieux éclairer les différences de développement de la filière de chaque côté du Rhin (source : EEG, 2017).

*Tableau 2 : Tarifs de rachat d'électricité produite à partir de biogaz
Allemagne (EEG, 2017)*

Structures	Intrants	Taille	Tarifs (ct€/Kwh)
• Méthanisation agricole dite « à la ferme »	• Déchets organiques, effluents d'élevage	≤ 75 kW	23,14
• Station d'épuration	• Boues, eaux usées	≤ 500 kW	6,49
		500 kW ≤ Taille ≤ 5 MW	5,66

⁷ Autres intrants pour la méthanisation agricole : résidus de culture (maïs, céréales), boues de STEP proches des installations agricoles.

L'Allemagne propose des tarifs de rachat beaucoup plus attractifs pour la production d'électricité à la ferme. Avec 23,14 ct€/Kwh pour les installations de moins de 75 kW maximum, les tarifs sont de 5ct€/Kwh supérieurs à ceux observés en France, pour une structure identique. Néanmoins, l'obtention de ces tarifs nécessite que le fumier représente au moins 80% des intrants (contre 60% en France). De plus, ces tarifs ne varient pas avec la taille de la structure mais s'étalent suivant des niveaux définis (cf. Tableau 2). Cette approche favorise la mise en place de structures plus grandes, sujettes à économies d'échelles et par construction, une production plus importante. Engagée depuis le début des années 2000 dans la filière biogaz, l'organisation allemande de la filière a été largement dessinée par la politique incitative avantageuse proposée aux agriculteurs. Ainsi, la méthanisation à la ferme représente 93% de la production totale de biogaz en 2016 (bien supérieure à celle de la France dont la part est de 33%).

Néanmoins, la croissance de la filière s'est accompagnée de problèmes liés à la gestion des terres agricoles et des intrants Outre-Rhin. En 2009, la réforme du Renewable Energy Sources Act (EEG) proposant des tarifs de rachat d'électricité très attractifs a provoquée une augmentation de la production d'électricité issue de la biomasse ainsi qu'une hausse de la demande d'intrants. Le maïs, connu pour sa teneur énergétique forte, a été rapidement sollicité par les agriculteurs. Cette concurrence pour l'utilisation de la biomasse sous forme de cultures énergétiques s'est accrue dans certaines régions se traduisant par la hausse des conflits entre les acteurs du secteur agricole reflétant la hausse de la concurrence pour les intrants méthanogènes (Stolpp, 2014). Ainsi, la politique économique rattachée au soutien de la filière et qui avait pour but de la déployer a certes atteint ces objectifs, mais a eu pour effet de totalement désorganiser la filière agricole allemande. Dans ce contexte, en janvier 2012, un nouvel amendement fut rédigé dans le but de remédier à ces dérives. Les principaux objectifs ont été de limiter l'augmentation de la culture de maïs à des fins de production d'énergie, de donner un support financier au développement de structures transformant les déchets matériels en biogaz ainsi que celles favorisant d'autres intrants que ceux agricoles.

A une échelle supérieure, entre 2011 et 2016, la production d'énergie primaire à partir de biogaz au sein de l'Union Européenne a continué de progresser (+3% à 16,1 Mtep), mais avec un rythme qui va déclinant (+22,4%, +17%, +14,3%, +7,3%, +4,2% et +3%). Comme supposé, cette tendance s'explique par la mise en place de réglementations moins favorables à l'utilisation des cultures énergétiques, qui avait dopé la production dans les pays ayant fait le choix de développer le biogaz à la ferme (Allemagne, Italie et Royaume-Uni, notamment), et par des conditions de rémunération de l'électricité biogaz moins incitatives.

Soutien économique au biométhane : le cas français

Concernant la partie **biométhane**, le tarif de rachat dans l'hexagone se décompose de la même manière que celle observée pour la production électrique - la capacité de production de l'installation

(exprimée en m³/h) et le type d'intrants utilisés, générant une prime supplémentaire. Rappelons que le biométhane est un biogaz épuré afin de pouvoir correspondre aux spécificités du gaz naturel une fois injecté dans les réseaux de gaz. Les tarifs en vigueur sont présentés ci-après.

Pour les installations de déchets non dangereux (ISDND) :

Tableau 3 : Tarifs de rachat de biométhane produit par les ISDND en France

Structures	Capacité d'injection	T _{ISDND} (ct€/Kwh)
ISDN	≤ 50 m ³ /h	9,5
	50 m ³ /h ≤ Taille ≤ 350 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 9,5 et 4,5
	≥ 350 m ³ /h	4,5

Ce tarif est différent des autres installations (méthanisation) car le biogaz s'obtient par voie de « captage », ne nécessitant pas de digesteur.

En dehors des ISDND, le tarif se calcule en fonction d'un tarif de base et d'une prime. On a donc : T_{BASE} + PI ; où T_{BASE} et PI sont calculés de la manière suivante :

- 1) T_{BASE} est fonction de la capacité maximale de production de biométhane, tel que défini par le Tableau 4.

Tableau 4 : Tarifs de rachat de biométhane (hors ISDND) en France (source: LégiFrance)

Structures	Capacité d'injection	T _{BASE} (ct€/Kwh PCS)
Autres installations	≤ 50 m ³ /h	9,5
	50 m ³ /h ≤ Taille ≤ 100 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 9,5 et 8,65
	100 m ³ /h ≤ Taille ≤ 150 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 8,65 et 7,8
	150 m ³ /h ≤ Taille ≤ 200 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 7,8 et 7,3
	200 m ³ /h ≤ Taille ≤ 250 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 7,3 et 6,8
	250 m ³ /h ≤ Taille ≤ 300 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 6,8 et 6,6
	300 m ³ /h ≤ Taille ≤ 350 m ³ /h	Interpolation linéaire entre 6,6 et 6,4
	≥ 350 m ³ /h	6,4

- 2) PI est la prime qui est fonction des intrants utilisés. Elle est égale à :

$PI = PI_1 \times p_1 + PI_2 \times p_2$ formule dans laquelle :

- a) $PI_1 = 0,5 \text{ c€/kWh}$;
- b) p_1 est la proportion (en tonnage) de déchets des collectivités (hors boues de station d'épuration), déchets des ménages et assimilés ou déchets de la restauration hors foyer dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle;
- c) PI_2 est définie dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Prime additionnelle au tarif de rachat (source : LégiFrance)

	Capacité d'injection	PI_2 , (ct€/Kwh PCS)
Autres installations	$\leq 50 \text{ m}^3/\text{h}$	3
	$50 \text{ m}^3/\text{h} \leq \text{Taille} \leq 350 \text{ m}^3/\text{h}$	Interpolation linéaire entre 3 et 2
	$\geq 350 \text{ m}^3/\text{h}$	2

d) p_2 est la proportion (en tonnage) des produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agroindustries dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle.

Ainsi, la structure du tarif de rachat du biométhane favorise une variété d'intrants et place l'ensemble des structures de la filière (exceptées ISDND) à un niveau de soutien équivalent. La France a fait un choix d'un tarif de rachat centré sur la qualité des intrants afin de mieux contrôler la filière et de veiller à ne pas désorganiser le monde agricole. Cette vision a permis d'éviter les mauvaises expériences allemandes même si l'activité biogaz demeure une activité complémentaire aux métiers traditionnels et ceci, à la différence de son voisin allemand.

III. PPE 2019 : vers une nouvelle approche réglementaire

La dynamique que connaît l'hexagone est alimentée par le soutien des pouvoirs publics à la filière. Ces politiques sont nécessaires de part les coûts d'investissement élevés pour les technologies de méthanisation (1,4 million d'euros en moyenne; 8 000 à 11 000 euros par kW⁸), souvent pointés comme la principale barrière au développement de la filière. Sur le plan législatif, les autorités ont fixé une feuille de route afin de favoriser un développement maîtrisé de l'activité gaz vert. L'officialisation de l'ambition pour la filière a été réellement définie par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), promulguée le 18 août 2015, qui cible à 10% la consommation de gaz renouvelable en 2030 (part dans la consommation totale de gaz). Pour favoriser l'atteinte de cet objectif, une trajectoire en deux étapes intermédiaires - et chiffrées - a été

⁸ Ademe, 2016 / Etude ELANOR

annoncée (PPE - décret du 27/10/2016) : un niveau d'injection totale de l'ordre de 1,7 TWh en 2018 et de 8 TWh en 2023. Néanmoins, face aux coûts élevés de la filière (environ 94€/MWh) - représentant environ quatre fois ceux du gaz naturel fossile (18 €/MWh)-, les autorités ont revu à la baisse leurs ambitions (PPE, 2019). L'objectif des 10% a laissé la place à 7% de gaz vert dans la consommation de gaz en 2030, elle même devant diminuer de 15% par rapport à 2017 (470 TWh à 420 TWh). Un objectif intermédiaire est fixé à 6 TWh en 2023, sous conditions de baisse de coût significatives dans les prochaines années. A l'horizon 2028, quelques 24 à 32 TWh/an de biogaz seraient valorisés (dont 14 à 22 TWh/an de biométhane) dans la trajectoire de référence.

La baisse des objectifs de la filière biométhane injecté va de paire avec la mise en place de mesures pour accroître sa visibilité. Ainsi, un calendrier d'appel d'offres (deux par an) pour le biométhane est mis en place avec un objectif de production cumulée de 700 GWh PCS/an. Et pour garantir la maîtrise des coûts, les appels d'offres seront basés sur une trajectoire de tarif d'achat de référence, utilisée pour dimensionner l'enveloppe budgétaire. Dès lors, à l'horizon 2023, ces derniers devront atteindre une cible moyenne de 67€/MWh et 60€/MWh en 2028 - soit une baisse de 30% des coûts actuels de la filière d'ici 5 ans. Un plafond maximal sur ces tarifs sera mis en place avec une trajectoire de 87€/MWh en 2023 et 80€/MWh en 2028 pour inciter à la baisse des coûts de la filière biométhane. Cette approche doit permettre de demeurer dans un coût budgétaire lié au soutien de la filière biogaz injecté de l'ordre de 7,9 Milliards d'euros sur la période. Si les tarifs demandés dans le cadre des appels d'offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence, le volume d'appel d'offres sera augmenté. De plus, les tarifs de rachat à guichet ouvert proposés aux petites installations (seuil restant à définir) seront revus à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à 800 GWh/an sur l'ensemble de la filière.

Cette baisse des objectifs s'inscrit dans la volonté plus globale des autorités d'inscrire la transition énergétique dans une approche « à moindre coûts » afin de minimiser les dépenses budgétaires et prioriser les technologies compétitives (PV, éolien).

Pour quelles marges de manoeuvre sur les coûts de la filière ?

Concernant le coût de la filière biométhane, des études⁹ suggèrent qu'à l'horizon 2023, le coût (Levelized Cost Of Energy) estimé d'un MWh dépend du type de structures de méthanisation dont les leviers de compétitivité sont variés (effets d'échelles, professionnalisation et standardisation du secteur, progrès technique pour la valorisation du biogaz). Le Tableau 6 ci-après retrace ces résultats dans une approche par les coûts :

⁹ Enea Consulting, *Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française, 2018*

Tableau 6 : Perspectives d'évolution à court et moyen termes des coûts complets d'installations de production de biométhane (Source : Enea Consulting, 2018)

	Agricole Autonome (AA)	Agricole Territorial (AT)	Industriel Territorial à socle agricole (IT)
Capacité d'injection, 2018	9180 MWh/an	18411 MWh/an	27640 MWh/an
Caractéristiques principales	<ul style="list-style-type: none"> • Unités à dominante effluents agricoles (fumiers et lisiers représentent 86 % du gisement), autonomes sur les gisements • Regroupement de quelques agriculteurs • Injection sur le réseau de distribution de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> • Unités incluant une part importante de CIVE* (54%) en complément des lisiers, fumiers et biodéchets/déchets IAA • Groupement important d'agriculteurs • Injection sur le réseau de distribution de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> • Unités centrées sur la valorisation de biodéchets et des déchets IAA** (33%) avec une part importante de CIVE (47%) et un apport limité des fumiers et lisiers • Injection sur le réseau de transport de gaz
LCOE actuels sans et avec subventions	122€/MWh - 107€/MWh	105€/MWh - 94€/MWh	94€/MWh - 85€/MWh
LCOE atteignable à court terme sans subvention (2020-2025)	97€/MWh	87€/MWh	76€/MWh
LCOE atteignable à moyen terme sans subvention (2025-2030)	82€/MWh	75€/MWh	66€/MWh
* Cultures intermédiaires à vocation énergétique, **Industrie agroalimentaire			

En rapprochant ces chiffres avec les tarifs mis en avant par la PPE, on observe que les grandes installations (Agricole Territorial, Industriel Territorial à socle agricole) seront mieux à même de s'inscrire dans la trajectoire tarifaire voulue par les autorités. Ces installations sont sujettes à des économies d'échelles importantes grâce auxquelles le coût du MWh en 2023 pourrait être compris entre 76€/MWh et 87€/MWh - contre 97€/MWh pour les structures agricoles autonomes.

La mise en place d'appel d'offres pourrait favoriser une nouvelle fois les grandes installations ainsi que les énergéticiens au détriment des projets poussés par les territoires agricoles, difficilement capables de répondre à la demande (en raison, entre autre, de coûts de transaction juridiques).

Malgré des ambitions à la baisse, en mars 2018, le Secrétaire d'Etat français S. Lecornu a annoncé un certain nombre de mesures dites de « simplification ». Ces dernières s'étendent des délais d'instruction des dossiers (réduit d'un an à six mois) à l'exemption d'enquêtes publiques et d'études d'impacts pour les petites installations. Pour la valorisation biométhane, une amélioration de la prise en charge des coûts de raccordement à hauteur de 40% au réseau de transport vient d'être actée (janvier 2019), s'alignant sur le cas des réseaux de distribution (limitée à 400 000 euros). La

somme de 100 millions d'euros est également avancée comme fond de garantie permettant un accès au crédit pour accompagner le développement de projets peu soutenus par le secteur bancaire.

Questionnements économiques

Au delà de la revue à la baisse des objectifs (passage de 10% à 7% de la part du gaz vert dans la consommation de gaz en 2030), la nouvelle vision régulatoire de la filière - posée dans le cadre de la PPE - marque un tournant dans l'approche des pouvoirs publics. La volonté d'inscrire le développement de l'activité biogaz injecté dans un cadre économique strict en le conditionnant à des réductions de coûts de l'ordre de 30% sur 5 ans témoigne de l'approche « d'une transition énergétique à moindre coûts » voulue par le gouvernement. Si cette vision est clairement suggérée dans la PPE, les mesures qui s'y rattachent soulèvent de nouveaux questionnements économiques. En premier lieu, la mise en place de deux appels d'offres par an (700 GWh/an) suivant une trajectoire de 67 euros/MWh en 2023 et 60 euros/MWh en 2028. Ce cadre, suivant les études évoquées précédemment, favorisera indéniablement les grandes installations, capables de contenir leur coûts via des économies d'échelles et de répondre à ces appels d'offres (coûts de transaction juridiques). Et plus encore, si les objectifs tarifaires des appels d'offres ainsi que le volume de production allouée sont satisfaits (2023-2028), les niveaux des tarifs à guichet ouvert proposés aux petites installations (dont on attend encore la définition du seuil) seront revus à la baisse - le but étant de rediriger la dépense publique vers une augmentation du volume d'appel d'offres proposé (au delà de 800 GWh/an). Ainsi, la nouvelle vision régulatoire prend le contre-pied du développement actuel de la filière biométhane qui s'incarnait dans les multiples petites installations de méthanisation à la ferme.

Pour continuer d'exister, des baisses de coûts importantes pour les petites installations devront être observées. Ces dernières peuvent advenir par le biais d'une plus grande « standardisation » des technologies de la filière. En effet, si la filière biogaz française est encore jeune (début 2011) - synonyme de coûts encore élevés -, le déploiement à grande échelle des technologies qui s'y rattachent ne s'est pas encore opéré. Et pour cause, la technologie varie en fonction du type d'intrants et de la taille de la structure. Dès lors, une politique ciblée sur une standardisation de la filière en promouvant un type de structure et les intrants associés pourrait amener des baisses de coûts fixes. Néanmoins, l'hétérogénéité des acteurs susceptibles de s'engager dans l'activité biométhane ainsi que la variété d'intrants disponibles font encore obstacle à cette vision.

A l'échelle de la filière biogaz, l'impact de la fiscalité carbone sur les énergies concurrentes (par exemple le gaz fossile) pourrait ouvrir de nouvelles perspectives à la filière. Le Plan Climat avait fixé une trajectoire d'évolution de la composante carbone de la fiscalité énergétique jusqu'à 86€/tCO₂eq. en 2022. À la suite de l'annulation de la hausse pour 2019, une nouvelle trajectoire doit être définie jusqu'en 2022 ainsi que sur la seconde période de la PPE. Suivant la puissance de cette

trajectoire, le rôle du biogaz pourrait être revu à la hausse par les autorités et ce dernier apparaitre plus compétitif face aux fossiles.

Si la politique de soutien et de simplification envisagée doit maintenir la dynamique du secteur, elle ne doit en aucun cas occulter les résultats des politiques de subventions menées à l'étranger. Si l'exemple allemand est souvent avancé avec ses plus de 10 000 installations, il ne faut pas omettre que la politique de soutien menée s'est accompagnée d'une désorganisation du secteur agricole dans lequel l'émergence de grandes installations a donné lieu à une compétition massive en terme d'intrants et de terres dans le secteur agricole - mettant par là même des coopératives d'agriculteurs dans des situations économiques critiques face à l'augmentation des conflits pour se fournir en matières premières énergétiques. Ainsi, pour le cas français, une vision à long terme de la filière est nécessaire afin de clarifier le rôle que doit jouer le biogaz dans le monde agricole et plus encore, dans nos sociétés décarbonées. S'il doit demeurer au rang d'une activité complémentaire, génératrice de revenus pour les agriculteurs, alors une hausse des tarifs de soutien accompagnée d'une plus grande souplesse dans la fourniture d'intrants doivent s'effectuer de manière mesurée pour la filière. A l'inverse, si l'activité biogaz constitue une mutation du rôle de l'agriculteur dans notre société, les pouvoirs publics devront chercher à simplifier davantage les conditions encadrant l'exploitation de la filière et à revaloriser le niveau des tarifs d'achat. Dans tous les cas, la valorisation de l'activité biogaz entrainera une hausse du nombre d'installations de méthanisation pouvant concourir à l'émergence d'une concurrence en terme d'intrants. Les choix retenus dans la récente PPE témoignent de la volonté de l'Etat de favoriser les grandes structures sujettes à économies d'échelles (Agricole Territorial, Industriel Territorial), capables de gagner rapidement en compétitivité. Sous cet angle, les autorités devront veiller à rester attentives aux dispositifs mis en place afin que cette compétition n'enraye pas la dynamique de la filière. Il faudra attendre avant de pouvoir estimer les répercussions générées sur la structure de la filière.

En conclusion, le gaz renouvelable et sa valorisation en biométhane sont tous deux sujets à des intérêts croissants de la part des acteurs du marché énergétique et des gestionnaires de réseaux. Si les signaux envoyés par la PPE à la filière ne renforcent pas la confiance des professionnels du secteur, les nouveaux objectifs fixés semblent être atteignables (6 TWh en 2023) avec des réservations de capacité sur les réseaux qui ne cessent d'augmenter. Néanmoins, cette dynamique appelle à plus de réflexion sur le rôle que le gaz renouvelable doit jouer dans nos sociétés décarbonées. En ce sens, les pouvoirs publics ont un rôle prépondérant pour favoriser le déploiement de la filière (ou non) *via* la mise en place de tarifs de soutien ou encore la levée des barrières administratives. Le passage de 10% à 7% de gaz vert dans la consommation totale de gaz en 2030 témoigne de la volonté des autorités de favoriser les technologies compétitives afin de minimiser les coûts de la transition énergétique (PV, éolien). En ce sens, le gaz renouvelable

demeure une filière jeune dont les coûts sont environ quatre fois supérieurs au gaz fossile. Et même si la filière peut connaître des économies d'échelle à l'avenir par le déploiement de ses technologies, il n'en reste pas moins que ce dernier est intrinsèquement lié aux tarifs de soutien qui sont désormais conditionnés à des baisses de coûts. Par la récente PPE, le gouvernement semble promouvoir l'émergence d'une filière de grandes structures dans une optique de baisse de coûts associés pour la filière. L'exemple allemand nous instruit sur le fait que les incitations mises en place sont déterminantes mais cela doit aller de paire avec une approche réfléchie de la part des autorités afin d'éviter la compétition sur les sources d'intrant entre grandes structures dans les territoires, trop largement expérimentée de l'autre côté du Rhin.

Références

Acemoglu, D., et al., 2012(a). « The Environment and Directed Technical Change ». *American Economic Review*, 102(1), pp. 131-166.

ADEME. 2016. Etude technique, économique et environnementale sur l'injection portée de biométhane dans le réseau de gaz .

ADEME, Elanor Consulting 2016. Analyse et suivi des coûts d'investissement des unités de méthanisation en Bretagne.

ADEME, GRDF, GRTgaz, 2018. Etude : un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? <http://presse.ademe.fr/2018/01/etude-un-mix-de-gaz-100-renouvelable-en-2050.html>.

Aghion, P., et al., 2014. « Path Dependence, innovation and the economics of climate change ». *Centre for Climate Change Economics and Policy - Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment*, Policy paper.

Andersson, J., 2015. « Cars, carbon taxes and CO2 emissions ». *Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment*, Working Paper No. 212, October.

Ansar, A., et al., 2013. « Stranded assets and the fossil fuel divestment campaign: what does divestment mean for the valuation of fossil fuel assets ? » *Oxford : Smith School for Enterprise and the Environment Report*.

Association Agriculteurs Méthaniseurs de France, ATEE, Agricultures & Territoires, COOP de France, Crédit Agricole, ENGIE, FNSEA, GRDF, GRTgaz, Syndicat des énergies RENOUVELABLES. 2015. Etat des Lieux de la Filière Biogaz en France, Les freins à lever pour consolider une filière prometteuse.

ATEE Club Biogaz, 2018. Statistiques filière biogaz - Juillet 2018.

BP, 2014. BP Energy Outlook 2035. BP Global.

BP, 2016. BP Energy Outlook 2016 Edition. Outlook to 2035. BP p.l.c.

Bresciani, G., et al., 2014. McKinsey on Oil and Gas, Report.

Brown, S., Krupnick, A., 2010. « Abundant shale gas resources: long term implications for US natural gas markets ». Discussion paper. Washington DC: *Resources for the Future*.

Commission de Régulation de l'Énergie, Délibération du 27 juillet 2015 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

Committee on Climate Change, 2012. « The need for a carbon intensity target in the power sector ». *Policy letter*.

Conference of Parties 21, COP 21, 2015. Available from <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109.pdf>

ENEA Consulting, 2018. Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française : De nombreux leviers activables à court et moyen termes.

EBA – European Biogas association. 2014. Biogas report 2014, Available from <[http:// european-biogas.eu/biogas/](http://european-biogas.eu/biogas/)> 12/2014

EC (2011a). Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885 final. Brussels, Belgium.

Farsi, M., Filippini, M., & Kuenzle, M., 2007. « Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector ». *Energy Economics*, 29(1), 64-78.

France Biométhane, 2017. Livre blanc du biométhane. <http://france-biomethane.fr/2016/12/19/livre-blanc-biomethane/>

Foster, E., et al., 2017. « The unstudied barriers to widespread renewable energy deployment : Fossil fuel price responses ». *Energy Policy*, 103, pp. 258-264.

Fouquet, R., 2016. « Historical energy transitions : Speed, prices and system information ». *Energy Research & Social Science*, Vol. 22, pp. 7-12.

Giddens, A., 2009. « The Politics of Climate change ». *London : Polity Press*.

GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Syndicat des Energies Renouvelables, TIGF. 2016. Panorama du gaz renouvelable en 2016.

GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Syndicat des Energies Renouvelables, TIGF. 2017. Panorama du gaz renouvelable en 2017.

Helm, D., 2012. « The Carbon Crunch : How We're Getting Climate Change Wrong - and How to Fix It ». London : *Yale University Press*.

Hengeveld, E. J., Bekkering, J., van Gemert, W. J. T., Broekhuis, A. A., 2016. « Biogas infrastructures from farm to regional scale, prospects of biogas transport grids ». *Biomass and Bioenergy* 86 (2016), pp 43-52.

Holz, F., Richter, P. M., Egging, R., 2016. « The Role of Natural Gas in Low-Carbon Europe : Infrastructure and Supply Security ». *The Energy Journal*, vol. 37, S13.

Howarth, R.W., et al., 2011. « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formation ». *Climate Change* 106, pp. 679-690.

IEA Bioenergy. 2017. Bioenergy's role in balancing the electricity grid and providing storage options – an EU perspective.

IEA Bioenergy. 2014. A perspective on the potential role of biogas in smart energy grids.

Joskow, P. L. (2014). « Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. In *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned ?* » (pp. 291-344). *University of Chicago Press*.

IEA. 2015. *World Energy Outlook 2015*. OECD/IEA, Paris, France.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014. *Climate Change 2014 : Mitigation of Climate change*, « Fifth Assessment Report », Working Group III.

Jacoby, H.D., et al., 2011. « The influence of shale gas on US energy and environmental policy ». *MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change Report No. 207*. Cambridge M.A.: Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Keith, D.W., 2000. « Geoengineering the climate : history and prospect ». *Annual review of the energy and the environment*, Vol. 25, pp. 245-284.

Legal Sources on Renewable Energy. 2017. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>

Ma, L., Spataru, C., 2015. « The use of natural gas pipeline network with different energy carriers ». *Energy Strategy Reviews* 8 (2015), pp. 72–81.

McJeon, H., et al., 2014. « Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas », *Nature*, 514 (7523), pp. 482-485.

Ortega, M. P. R., Pérez-Arriaga, J. I., Abbad, J. R., & González, J. P. (2008). « Distribution network tariffs: A closed question ? ». *Energy Policy*, 36(5), 1712-1725.

Pearce, D., 2006. « The political economy of an energy tax : The United Kingdom's Climate Change Levy ». *Energy Economics*, 28(2), pp. 149-158.

Percebois, J., 2015. « Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque ». *Revue française d'économie*, volume (4), 141-186.

Programmation Pluriannuelle de l'Energie, Novembre 2018.

Programmation Pluriannuelle de l'Energie, Synthèse, Janvier 2019.

Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. (2014). « From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs ». *Utilities Policy*, 31, 229-237.

Skovsgaard, L., Jacobsen, H. K., 2016. « Economies of scale in biogas production and the significance of flexible regulation ». *Energy Policy* 101 (2017), pp. 77-89.

Stern, J., 2017. « The Future of Gas in Decarbonising European Energy Market : the need for a new approach ». *The Oxford Institute for Energy Studies*, OEIS Paper : NG 116.

Steves, F. and Teytelboym, A., 2013. « Political Economy of Climate Change Policy ». *Smith School for Enterprise and the Environment*, Working Paper No. 13-02, October.

Stolpp S., 2014. « Biogas market in Germany». German biogas association.http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/ID/DE_Homepage.

Torrijos, M., 2015. « State of Development of Biogas Production in Europe ». International Conference on Solid Waste Management, 5IconSWM 2015. *Procedia Environmental Sciences* 35 (2016), pp 881-889.

Vengosh, A., et al., 2014. « A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States ». *Environmental Science & Technology*, 48(15), pp. 8334-8348.

Wier, M. et al., 2005. « Are CO2 taxes regressive? Evidence from the Danish experience », *Ecological Economics* 52, 239-251.

INFORMATION ET DÉBATS

DERNIERES PARUTIONS

- Le brevet, un bon indicateur de l'innovation ? Le cas de l'éolien terrestre en Allemagne** **N°58**
Valentin LIGNAU
- Une évaluation quantifiée de la « taxe carbone » française** **N°57**
Stéphane GLORIAN
- La transition énergétique face au tempo de l'horloge climatique** **N°56**
Christian de PERTHUIS, Boris SOLIER
- Prix interne du carbone : pourquoi et comment ?** **N°55**
Raphaël OLIVIER
- Impact de la production de bois-énergie sur les pratiques sylvicoles en région Provence-Alpes-Côte d'Azur** **N°54**
Pauline CASTAING
- L'accord de Paris : "un passager clandestin" nommé Trump** **N°53**
Christian de PERTHUIS
- Contributions nationales et trajectoires de décarbonation profonde : une approche pragmatique** **N°52**
Patrick CRIQUI, Sandrine MATHY
- Freins à l'adoption de mesures d'atténuation des gaz à effet de serre dans l'agriculture** **N°51**
Marielle BRUNETTE, Caroline ORSET, Camille TEVENART

Directeur des publications Information et Débats : Marc Baudry

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont uniquement la responsabilité de ces auteurs.
Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Économie du Climat est une initiative de l'Université Paris Dauphine, de la CDC, de Total et d'EDF, sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance.