

FLEXIBILITE ELECTRIQUE DES METHANISEURS (FLEM)



SYNTHESE

Janvier 2026



EXPERTISES

REMERCIEMENTS

Comité de suivi :

Julien THUAL (ADEME)
Alice L'HOSTIS (CTBM club biogaz)
Farah DOUMI (CTBM club biogaz)
Léo BENICHO (GRDF)
Bérangère POISSON (GRDF)

Simon METIVIER (Solagro)
Marine CORDELIER (Solagro)
Henry FISGATIVA (NASKEO)
Manon MANGIN (NASKEO)
Aurel HIRON (CLARKE ENERGY)
Christian BLAISE (CLARKE ENERGY)
Juliette RIBOT (CIRED/SMASH)
Philippe QUIRION (CIRED/SMASH)

Consortium de recherche :

CITATION DE CE RAPPORT

CORDELIER Marine, Solagro ; METIVIER Simon, Solagro ; FISGATIVA Henry, Naskéo ; MANGIN Manon, Naskéo ; CHAGHOURI Muriel, Naskéo ; RIBOT Juliette, CIRED/SMASH ; QUIRION Philippe, CIRED/SMASH ; HIRON Aurel, Clarke Energy ; BLAISE Christian, Clarke Energy ; 2026. Flexibilité électrique des méthaniseurs – Synthèse, 10p.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document diffusé par l'ADEME a été réalisé à l'initiative de son/ses auteur(s) ; il a reçu un soutien financier de l'ADEME mais n'engage pas l'ADEME. Son contenu (ou les données qu'il contient) n'engage que la seule responsabilité de son/ses auteurs et ne représente pas la position de l'ADEME.

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01
Numéro de contrat : 2203D0163

Étude réalisée par Solagro, Naskéo, Clarke Energy, SMASH pour ce projet cofinancé par l'ADEME
Projet de recherche coordonné par : Simon METIVIER - Solagro
Appel à projet de recherche : GRAINE 2021

Coordination technique - ADEME : THUAL Julien

Direction/Service : Direction Bioéconomie Energies Renouvelables / Service Agriculture Forêt et Alimentation

1. Contexte et objectif

Le projet FLEM (Flexibilité électrique des méthaniseurs) a été motivé par 3 principales idées :

- **Une urgence climatique** : Comme vient encore une fois le souligner le dernier rapport du GIEC ¹, il y a urgence à décarboner notre société. La méthanisation y contribue en valorisant de la biomasse en énergie renouvelable sous forme de gaz, de chaleur ou d'électricité. Mais au-delà de cet effet direct, le mode de mise en œuvre de cette filière pourrait faciliter plus ou moins l'intégration d'autres énergies renouvelables.
- **Le besoin de faciliter la conversion du système électrique aux énergies renouvelables** : Le déploiement massif de l'éolien et du photovoltaïque va nécessiter de flexibiliser le système électrique avec l'ajout de système de stockage mais aussi en intégrant des unités de production de pointe et en rendant les consommateurs plus flexibles ². La méthanisation peut jouer sur ces deux tableaux :
 - dans sa version cogénération, la production aujourd'hui en base pourrait être modulée,
 - dans sa version injection de biométhane, l'épuration, majoritairement de technologie membranaire, ajoute de la consommation électrique continue, il conviendrait de voir comment flexibiliser cette consommation électrique.
- **Le besoin de baisser les coûts de production du biométhane tout en améliorant ses performances environnementales** : les coûts de production du biométhane sont généralement supérieurs au prix de gros du gaz naturel fossile. Même si la recherche de la compétitivité économique face aux énergies fossiles ne doit pas être le seul déterminant, une baisse des coûts de production du biométhane permettrait de faciliter la transition vers une société décarbonée. Par ailleurs, les hausses récentes du prix de l'électricité fragilisent sensiblement les modèles économiques des méthaniseurs³. Cet effet risque de s'amplifier avec certaines hausses de consommations électriques induites par le renforcement des contraintes réglementaires⁴.

Le projet vise à analyser les possibilités de faire fonctionner les unités de méthanisation de manière flexible vis-à-vis du réseau électrique afin de permettre : a) des gains de réduction de GES, b) une meilleure capacité du réseau électrique pour intégrer des ENR, et c) une amélioration du modèle économique des unités de méthanisation.

Il s'agira pour l'essentiel d'analyser des données de fonctionnement d'installations existantes, de simuler des modifications d'équipements et des modes de fonctionnement, d'évaluer et tester pour partie leur mise en œuvre sur des sites en fonctionnement, et d'en étudier leurs impacts économiques et environnementaux (GES) à court et long terme.

¹ IPCC, *Climate change 2022 - Impacts, adaptation and vulnerability*, Summary for policymakers (2022).

² RTE, *BP2050 - Chapitre 7 - garantir la sécurité d'approvisionnement* (2022).

³ Les coûts d'approvisionnement de l'électricité peuvent représenter de 15 à 25% des OPEX d'une unité de production de biométhane.

⁴ Par exemple, la récente mise à jour de la rubrique ICPE 2781 impose de limiter les pertes de méthane dans les offgas de l'épurateur à 0,5% en 2026 pour les installations de plus de 50Nm³/h, ce qui va nécessiter d'augmenter le rendement épuratoire, et donc d'augmenter la consommation électrique des épurateurs à membrane.

2. Mesures sur site et essais de flexibilité

Quatre sites de méthanisation ont été instrumentés et suivis pendant plusieurs mois afin de connaître précisément les consommations électriques des principaux équipements :

- DOLE BIOGAZ (injection, 270 Nm³CH₄/h) – Dole (39)
- AGRISEUDRE (injection, 147 Nm³CH₄/h) – Le Chay (17)
- BIOMETHADOUR (injection, 192 Nm³CH₄/h) – Momères (65)
- FJM ENVIRONNEMENT (cogénération, 500 kW) – Lapenche (82)

Les mesures ont pu mettre en évidence la composition des courbes de charge des différents équipements de manière assez fine, avec un pas de temps à la minute. La Figure 1 montre par exemple le profil de consommation journalier du site de Dole en hiver. On y voit bien la consommation stable de l'épurateur, même si dépendante des fluctuations de débit, avec ses différentes composantes : compresseurs, et auxiliaires tels que le groupe froid, surpresseur. Au total, l'épurateur représente près de 150 kW en permanence. La bande grise « ventilation » correspond à la ventilation d'un bio-filtre, qui permet de traiter l'air extrait d'un stockage de biodéchets. Les fonctionnements discontinus sont les les agitateurs, en bleu (digesteur) et bordeaux (post-digesteur), avec des cycles de 15 min par heure et des appels de puissance de 50 à 60 kW. Enfin, reste la pompe à digestat avec une faible puissance de l'ordre de 10 kW au maximum répartie sur 24h mais avec une plus forte sollicitation en journée. Ce profil majoritairement « journalier » se retrouve également pour le reste des consommations « autre ». Ainsi la consommation électrique hivernale du méthaniseur oscille entre 180 et 320 kW selon les moments de la journée.

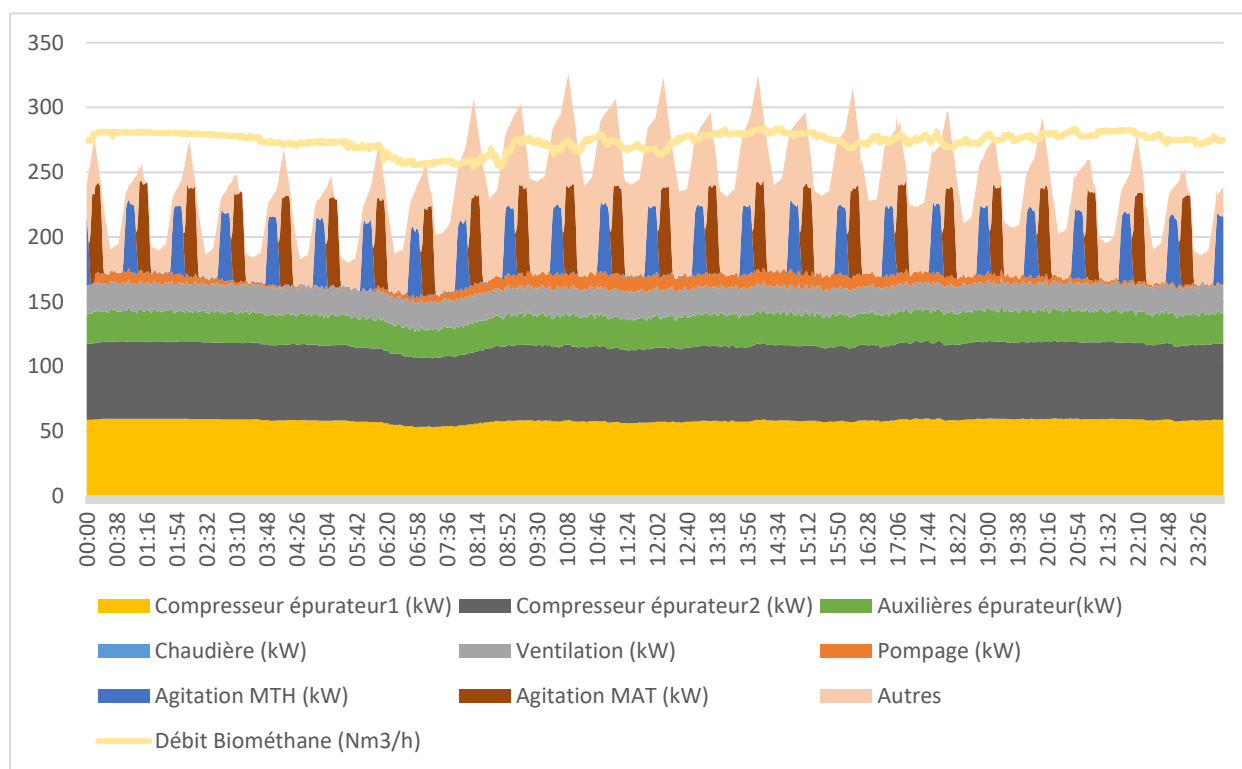


Figure 1 - Profils de consommation cumulée sur 24h des ateliers. Points moyens minute par minute, sur 3 mois d'hiver, chez DOLE (source Naskéo)

Le site de DOLE a ensuite été utilisé pour une campagne d'essais de certains leviers de flexibilité. En particulier, sur les agitateurs, plusieurs essais ont été réalisés pour tester des baisses de fréquence de rotation sur plusieurs heures par jours, mais aussi l'effacement complet de 2 cycles par jour, avec ou sans report. Les observations ont conclu qu'il était envisageable de fonctionner au moins 10h par jour avec

une baisse de 20% de la vitesse de rotation, et qu'il était également possible d'effacer complètement 2 fois par jour un cycle d'agitation.

Des essais ont aussi été menés sur un fonctionnement flexible de l'épurateur, mais ils ont été fortement limités par des contraintes du site, avec des difficultés à mobiliser la totalité de la capacité des gazomètres, une surcapacité limitée de l'épurateur en raison de l'augmentation récente du débit de production du site.

3. Optimisation des consommations d'électricité sur la grille tarifaire

Cinq leviers de flexibilité (épuration, agitation, alimentation, stockage de froid, ajout d'une pompe à chaleur) sur la consommation d'électricité des méthaniseurs ont été modélisés afin de comprendre quel était leur potentiel technique et leurs potentielles valorisations à travers différents mécanismes. Trois leviers (agitation, alimentation, stockage froid) peuvent être appliqués à tous les méthaniseurs qu'ils valorisent leur biogaz en cogénération ou injection de biométhane, les deux derniers (épuration et pompe à chaleur) ne s'appliquent qu'aux unités produisant du biométhane.

Pour une unité type de production de biométhane ayant une capacité de 250 Nm³/h de biométhane :

Si l'on cherche à valoriser la flexibilité à travers l'optimisation des consommations par rapport à la grille tarifaire (Figure 2), l'ajout d'une pompe à chaleur flexible à la place d'une chaudière biogaz pour chauffer le digesteur, permet le plus grand gain, avec un bilan positif annuel de près de 14 000 €/an. Ce gain économique provient avant tout d'une recette supplémentaire générée par la valorisation en biométhane du biogaz initialement autoconsommé en chaudière. Il faut néanmoins souligner que ce gain potentiel reste limité aux installations anciennes car les nouvelles générations sont mieux isolées et consomment peu voire pas de biogaz pour le chauffage.

Le deuxième levier en termes d'intérêt économique concerne la flexibilité du fonctionnement de l'épurateur, selon le surdimensionnement appliqué et ses conditions économiques, avec une baisse de la facture d'électricité qui pourrait être de 3 300 €/an à 5 300 €/an. La sensibilité avec un tarif « haut » montre que le gain peut même aller jusqu'à 15 000 €/an ce qui amortit une bonne partie de la hausse globale de facture (+19 000 €/an).

La modification du profil d'alimentation du digesteur pourrait également permettre un gain de 1 200 à 3 000 €/an.

Moduler légèrement les agitateurs pourrait également permettre un gain de 300 euros pour le digesteur et 500 €/an pour le post-digesteur.

Le stockage de froid, en revanche, semble peu pertinent. Les gains sont trop faibles au regard des coûts de mise en œuvre (stockage froid), avec au total un déficit annuel de 5 000 €/an.

Au total, pour une installation récente, la réduction de la facture d'électricité pourrait aller jusqu'à 6 000 voire 9 000 €/an en combinant les différents leviers, auquel on pourrait ajouter 14 000 € avec l'ajout d'une pompe à chaleur (uniquement pour les installations anciennes avec besoin de chauffage). Au total cela pourrait représenter 3 à 11% de la facture d'électricité annuelle initiale (214 k€/an).

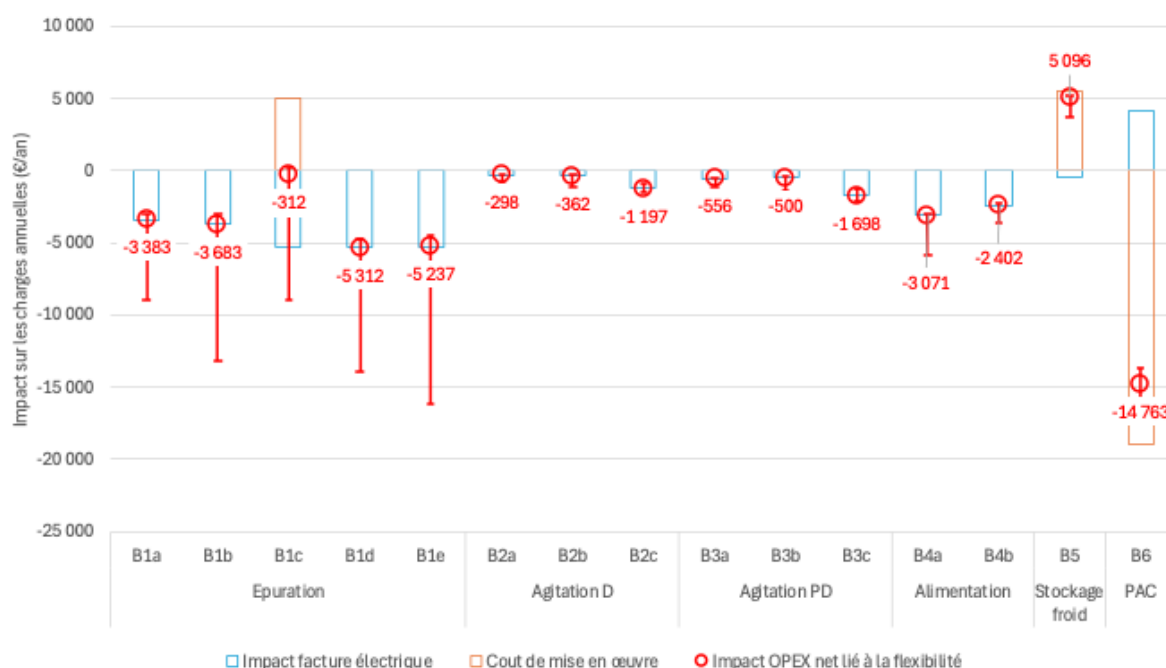


Figure 2 – Impact net sur les charges des leviers de flexibilité – méthaniseur injection – rémunération sur tarif horosaisonnalisé

Pour une unité type en cogénération de 500 kWe :

Les leviers de flexibilité sur la consommation électrique des méthaniseurs sont plus restreints, l'alimentation permettraient de réduire de 1100 à 1500 €/an la facture d'électricité, et l'agitation d'environ 500 €/an (200 pour la digestion et 300 en post-digestion)., soit un total de 1500 à 2000 €/an. Cela représenterait environ 3-4% de la facture annuelle d'électricité.

4. Optimisation des consommations d'électricité avec le service système ou le mécanisme NEBCO⁵ (uniquement les méthaniseur en injection)

Les modélisations ont aussi permis de regarder les revenus qu'il était possible de générer en participant à des mécanismes de flexibilité piloté par RTE. Seul le pilotage de l'épurateur dans sa version optimiste (grande plage de flexibilité sans surcoût) est retenu comme levier de flexibilité dans cette modélisation car c'est le levier avec la plus grande puissance de flexibilité, il fonctionne de manière continue et il est pilotable partiellement (les demandes d'activation sont souvent partielles). Les résultats montrent potentiellement une recette nette de 6000 à 7000 €/an pour la réserve secondaire et 1500 à 3200 €/an pour la réserve tertiaire. Néanmoins plusieurs contraintes montrent qu'une réelle participation à de tels mécanismes sont peu probables : des puissances minimums de 1 à 10 MW selon les mécanismes nécessitent d'agréger plusieurs sites (en l'occurrence 10 à 160 selon les cas) pour pouvoir y participer. Les sites agrégés devront fonctionner de manière parfaitement synchrone ce qui nécessite une organisation et une collaboration très importante des différents sites pour un gain potentiel faible. Par ailleurs, le mécanisme de réserve secondaire nécessite l'implémentation de système de contrôle/commande

⁵ <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/Valoriser-des-modulations-de-consommation-sur-le-march%C3%A9-avec-le-m%C3%A9canisme-nebco.html>

important et des essais de qualification par RTE d'un coût estimé de 50 000€ par site, or étant donné la faible taille des sites, les durées d'amortissement de cette charge pour l'homologation est trop longue.

La rémunération via le mécanisme NEBCO a également été testé. Il présente des gains potentiels (Figure 3) plus intéressants pouvant aller de 3 000 à 20 000 €/an selon les années (environ 10 000€/an en moyenne sur les 6 dernières années), et surtout il ne nécessite pas ou peu d'agrégation car le seuil de participation est de 100 kW. Il serait intéressant d'approfondir ce résultat en regardant s'il y a des synergies à combiner la valorisation sur NEBCO et l'optimisation sur la grille tarifaire.

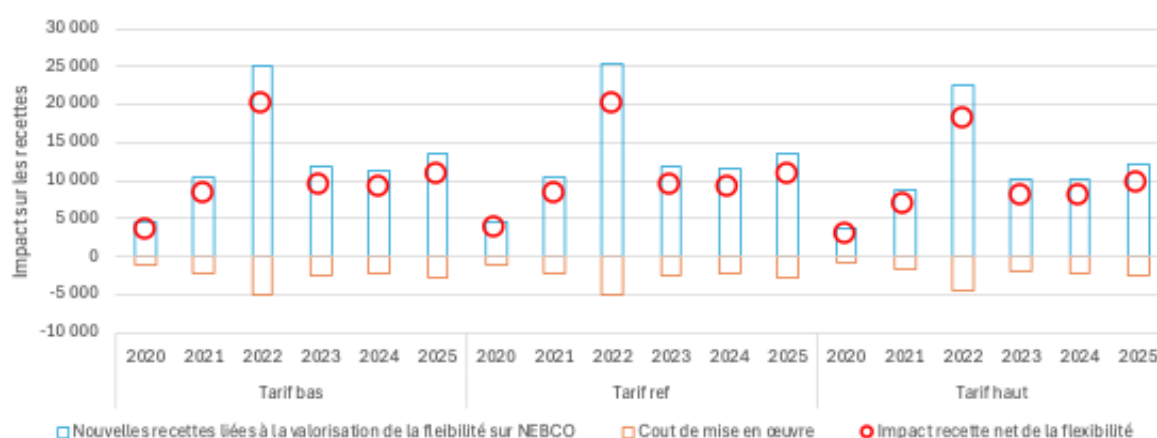


Figure 3 – Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur NEBCO

5. Valorisation de la flexibilité de la production (uniquement les méthaniseurs en cogénération)

Une configuration avec un doublement de la capacité moteur (2x500kWe au total) ainsi qu'une augmentation de capacité du gazomètre pour avoir 12h de stockage a été modélisé. Elle permet donc de placer la production journalière sur les 12h les plus intéressantes de la journée. En simulant son fonctionnement avec vente sur le marché spot DA sur les 13 dernières années, le bilan net est en moyenne de -50 k€/an (Figure 4) : les recettes annuelles supplémentaires (uniquement le surplus généré par la vente sur les heures de pointe au lieu des heures en base) moyennes de l'ordre de 40 k€/an ne sont pas suffisantes pour compenser les surcoûts de mise en œuvre estimés à 90 k€/an. Ce résultat confirme l'expérience allemande qui a mis en place une prime annuelle pour permettre le fonctionnement flexible.

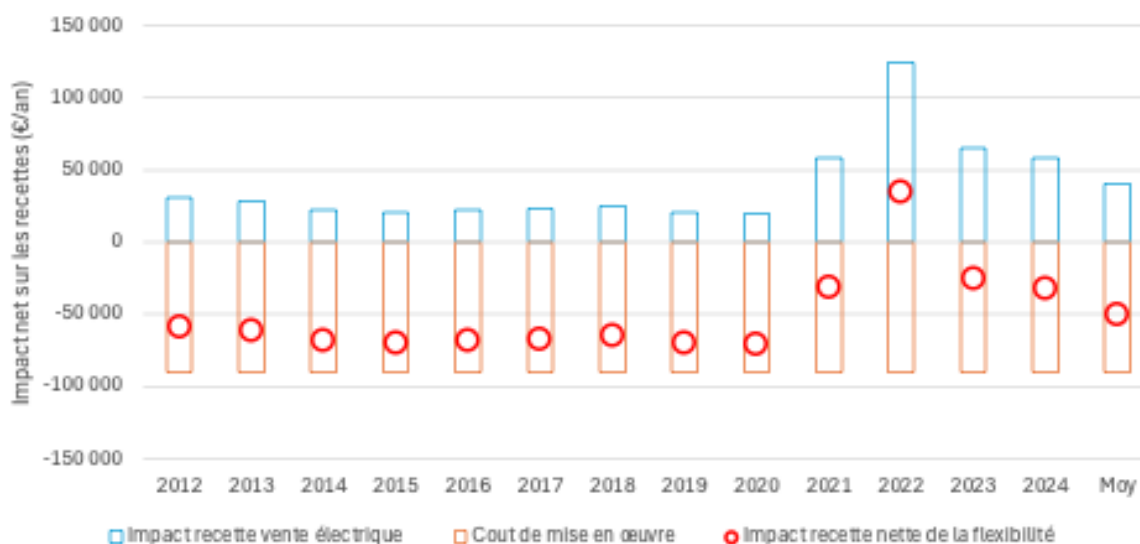


Figure 4 – Impact net sur les recettes de la production flexible (12h par jour) du cogénérateur – rémunération spot DA

Cette flexibilité sur la production peut aussi permettre de répondre à des mécanismes de service système. Mais que ce soit pour la réserve secondaire ou la réserve tertiaire, aucun cas modélisé présente un gain économique positif. La réserve secondaire à la baisse et la réserve tertiaire à la baisse donnent les meilleurs résultats avec un déficit annuel de 20 k€/an. Pour les offres à la hausse les résultats sont fortement dégradés par la perte de production induite par le fonctionnement à charge partielle des moteurs (fonctionnement à 50% en permanence pour pouvoir répondre rapidement à une activation à la hausse) : dans ces cas, les pertes annuelles sont de l'ordre de 600 k€/an. Aucun cas n'est favorable en raison de la taille des unités qui ne permet pas de bénéficier d'effet d'échelle.

6. Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

Le projet a également étudié l'impact sur les émissions de GES de la mise en œuvre de leviers de flexibilité électrique de méthaniseur, en se concentrant sur les cas les plus pertinents évalués précédemment :

- Leviers de consommation avec valorisation par optimisation sur la grille tarifaire
- Levier de consommation avec valorisation sur NEBCO (épuration seulement)
- Production flexible valorisée sur le marché spot (les résultats économiques sont négatifs mais la solution pourrait être assez facilement mise en œuvre (elle est déjà largement diffusée en Allemagne), il est donc intéressant de regarder si son potentiel d'abattement d'émissions de GES peut justifier un soutien public)

La méthodologie repose sur l'évaluation du contenu carbone horaire du mix électrique français. Le facteur d'émission moyen sur chaque pas de temps horaire est calculé en faisant la moyenne pondérée des facteurs d'émission de chaque type de moyen de production avec sa part dans le mix énergétique horaire (part en énergie).

Pour la flexibilité de la consommation, l'impact est positif (baisse des émissions de GES) si elle déplace des consommations vers des heures où la production française d'électricité est moins carbonée. Pour la flexibilité de la production, on regarde si la production se concentre au contraire sur les heures les plus carbonées, pour se substituer à des moyens de production plus carbonés.

Les résultats montrent que :

- Tous les leviers étudiés permettent une réduction des émissions de GES
- Les optimisations des consommations sur la grille tarifaire permettent un gain assez faible des émissions relatives à la consommation d'électricité :
 - Pour les méthaniseurs produisant du biométhane (250 Nm³/h), l'optimisation des postes de consommations actuels (épuration + agitation = alimentation) pourraient permettre de réduire les émissions GES jusqu'à 1% (1 teqCO₂/an). Sur les unités anciennes utilisant du biogaz pour chauffer les digesteurs, le passage à une pompe à chaleur permettrait un gain supplémentaire de 6% (5,6 teqCO₂/an).
 - Pour les méthaniseurs en cogénération, on observe le même ordre de grandeur soit une baisse potentielle de 1% (200 kgeqCO₂/an) des émissions de GES liées à la consommation d'électricité (leviers : agitation + alimentation) d'un méthaniseur de 500 kWe.
- Dans le cadre d'un fonctionnement flexible de l'épurateur avec le mécanisme NEBCO, les gains, juste avec l'épurateur sont plus importants, de l'ordre de 3% des émissions totales du méthaniseur liées à la consommation d'électricité
- Enfin, pour un méthaniseur en cogénération de 500 kWe qui doublerait sa capacité moteur pour pouvoir concentrer sa production sur les 12 heures de la journée où l'électricité est la plus chère (marché spot DA), le gain attendu serait de l'ordre de 8 teqCO₂/an. En prenant en compte le coût net de mise en œuvre, on aboutit à un coût d'abattement du CO₂ de l'ordre de 6 500 €/tCO₂ largement supérieur à la valeur d'action pour le climat estimée à 290 €/teqCO₂ pour 2030 et 900 €/teqCO₂ pour 2050. Il n'est donc pas pertinent de soutenir ce levier de flexibilité dans le cadre de politiques climatiques⁶.

7. Perspectives pour la filière

En conclusion, on peut retenir que seule la valorisation de la flexibilité des consommations peut avoir un intérêt en cherchant à optimiser les consommations par rapport à la grille tarifaire mais aussi en participant au mécanisme NEBCO. Ces leviers et leur valorisation restent à être expérimentés pour voir s'ils peuvent délivrer leur plein potentiel. Certaines contraintes pourraient limiter le potentiel :

- Contraintes opérationnelles : besoin de garder plus de marge de manœuvre par rapport à la variabilité du procédé (variabilité de la production de biogaz, incidents/indisponibilité...)
- Écart entre l'optimum théorique réalisé a posteriori des simulations du mécanisme NEBCO et participation réelle avec planification et participation aux offres
- Risque lié aux pénalités en cas de défaut de réalisation sur les contractualisations sous NEBCO

Mais d'autres pratiques pourraient faciliter leur mise en œuvre :

- La prise en compte dès la conception, en particulier dans le contrôle/commande (épurateur, agitateur, alimentation) de la possibilité de piloter sur la base d'une grille tarifaire ou d'un signal extérieur, d'une autoproduction d'énergie renouvelable électrique ;
- Le dimensionnement de certains équipements tel le gazomètre, l'épurateur et ses auxiliaires.

⁶ Dans le cas de l'Allemagne, les conditions sont plus favorables : 1) tailles de méthaniseurs plus importantes (effet d'échelle sur les coûts de mise en œuvre), 2) intensité carbone du mix électrique allemand plus élevée (<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>), 3) une part d'énergie renouvelable non pilotable (éolien et photovoltaïque) dans le mix électrique plus important : 40% pour l'Allemagne et 13% pour la France EMBER, *European electricity review* 2023 (2024).

8. Impact long terme sur le système énergétique

Ce projet a également permis d'analyser le rôle de la flexibilité électrique de la méthanisation sur le long terme, en ayant recours aux outils EOLES pour modéliser le système énergétique français à l'horizon 2050.

Afin d'évaluer le rôle potentiel des flexibilités locales issues de la méthanisation, EOLES permet de représenter conjointement les interactions entre les filières électriques, gazières et celle de l'hydrogène. Plusieurs configurations sont étudiées, allant du cas de référence à des scénarios intégrant la flexibilité des processus de méthanisation, de l'injection de biométhane ou des deux simultanément. L'objectif est d'apprécier dans quelle mesure ces flexibilités peuvent contribuer à l'équilibrage du système tout en limitant les besoins en capacités additionnelles de stockage ou de production pilotable.

Cette étude s'inscrit dans la continuité des scénarios élaborés par l'ADEME, et plus particulièrement des trajectoires fondées sur une forte pénétration des énergies renouvelables. Ces scénarios envisagent une électrification accrue des usages, une baisse structurelle de la consommation de combustibles fossiles et un recours massif aux technologies bas-carbone, tout en soulignant la nécessité de renforcer la flexibilité pour intégrer efficacement des énergies non pilotables.

La comparaison entre les scénarios montre que les systèmes renouvelables bénéficient davantage de la méthanisation, tant en termes de réduction des coûts globaux que d'intégration des renouvelables variables. Néanmoins, la viabilité économique de la filière reste sensible aux coûts futurs de l'électrolyse et de la méthanation, à la capacité de stockage du biogaz, ainsi qu'au profil temporel de la demande en gaz — ici simplifié par une demande uniforme sur l'année. Une modélisation plus détaillée des dynamiques saisonnières et horaires, notamment pour la chaleur et l'électricité, améliorerait la précision des résultats.

L'étude met également en évidence plusieurs limites structurelles du cadre de modélisation : absence de spatialisation du réseau électrique et d'interconnexions avec les pays voisins, non-représentation de l'inertie et de la stabilité du système, simplifications sur l'acceptabilité sociale et les contraintes environnementales, en particulier pour la mobilisation de biomasse. Ces limites pourraient conduire à sous-estimer les obstacles réels associés au déploiement massif de la méthanisation en France, mais aussi, inversement, à sous-estimer l'intérêt d'un tel déploiement.

Les résultats montrent enfin que, si les capacités renouvelables majeures demeurent identiques d'un scénario à l'autre, l'activation de flexibilités supplémentaires permet une utilisation plus efficace des infrastructures existantes. L'introduction de flexibilité réduit légèrement le coût total du système tout en augmentant la quantité d'énergie déplacée, signe d'une meilleure valorisation de la production renouvelable, par exemple elle permet un évitement de l'installation de 900 MW de turbines CCGT soit environ 16% du parc en 2050. L'ensemble de ces effets reste modéré mais constant, indiquant que les flexibilités issues de la méthanisation constituent un levier complémentaire aux autres types de flexibilité pour abaisser les coûts globaux et améliorer le fonctionnement du système électrique fortement décarboné envisagé par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC).