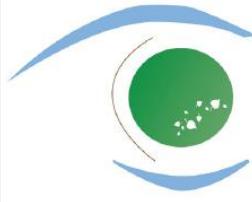




# METHANISATION AGRICOLE EN GRAND EST : ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE ET REGLEMENTAIRE – RESULTATS D'ENQUETES 2023

 **ACSE**  
air climat sol énergie

Pour l'agriculture de demain



Avec le soutien de :

**climaxion**  
anticiper • économiser • valoriser

Financé par :



Avec la contribution financière du compte d'affectation spéciale développement agricole et rural CASDAR

  
Liberté Égalité Fraternité



## Sommaire

|  |    |
|--|----|
| 1. Introduction .....  | 4  |
| 1.1. Le programme ACSE 3 (2023-2025) .....   | 4  |
| 1.2. Objectifs de l'enquête .....  | 4  |
| 1.3. La méthodologie .....   | 5  |
| 2. Le panel d'unité enquêté .....  | 6  |
| 2.1. Représentativité .....  | 6  |
| 2.2. Équilibre des typologies .....  | 7  |
| 3. Analyse des résultats techniques .....  | 8  |
| 3.1. Evolution de la puissance installée .....   | 8  |
| 3.1.1. Heure de fonctionnement .....   | 8  |
| 3.1.2. Indice de productivité .....  | 9  |
| 3.2. Rations .....   | 10 |
| 3.2.1. Provenance des substrats .....  | 10 |
| 3.2.2. Type de substrats .....   | 11 |
| 3.2.1. Coût des substrats .....  | 12 |
| 3.3. Conclusion sur les résultats techniques des unités de méthanisation .....         | 13 |
| 4. Impacts des nouveaux arrêtés ICPE .....   | 13 |
| 4.1. Les évolutions réglementaires .....   | 13 |
| 4.2. Résultats des enquêtes .....  | 15 |
| 4.2.1. Les mises à jour des sites .....  | 15 |
| 4.2.2. Les montants des investissements liés .....                                     | 17 |
| 4.2.3. Les charges liées .....   | 18 |
| 4.3. Conclusion sur l'impact de évolutions ICPE sur les unités de méthanisation ..     | 18 |
| 5. Impact de la directive RED II .....   | 20 |
| 5.1. Les obligations de la directive .....   | 20 |
| 5.2. Résultats des enquêtes .....  | 21 |
| 5.2.1. Les montants des investissements liés .....                                     | 21 |
| 5.2.2. Les charges liées .....   | 21 |
| 5.3. Conclusion sur l'impact de la directive RED II sur les unités de méthanisation .. | 22 |
| 6. Analyse des résultats économiques .....   | 23 |
| 6.1. Coût de production de l'énergie .....   | 23 |
| 6.1.1. Coût de production de l'électricité .....                                       | 23 |

|   |    |
|---|----|
| 6.1.2. Coût de production du biométhane .....                                     | 25 |
| 6.2. Prix de vente de l'énergie.....  | 27 |
| 6.2.1. Vente d'électricité .....  | 27 |
| 6.2.2. Vente de biométhane.....   | 27 |
| 6.3. Marges sur les ventes d'énergie.....   | 27 |
| 6.3.1. Vente d'électricité .....  | 27 |
| 6.3.2. Vente de biométhane.....   | 30 |
| 6.4. DSCR .....   | 31 |
| 6.4.1. Unités en cogénération .....   | 31 |
| 6.4.2. Unités en injection .....  | 32 |
| 6.5. Conclusion sur les résultats technico-économiques des unités enquêtées ..... | 33 |
| 7. Conclusion globale de l'enquête.....   | 33 |
| 8. Evolutions tendancielles depuis 2023 .....                                     | 34 |
| 8.1. Unités en cogénération .....   | 34 |
| 8.2. Unités en injection .....  | 35 |

## Méthanisation agricole dans le Grand Est : état des lieux post-crise énergétique et impacts réglementaires – Résultats des enquêtes 2023

### 1. INTRODUCTION

#### 1.1. Le programme ACSE 3 (2023-2025)

#### 1.2. Objectifs de l'enquête

Les années 2022 et 2023 ont été marquées par une crise énergétique majeure. Cette crise est le résultat de plusieurs facteurs convergents : la guerre en Ukraine, une forte baisse de la production nucléaire française et une instabilité globale des marchés. Ces éléments ont entraîné une envolée des prix du gaz et de l'électricité, ainsi qu'une tension accrue sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe.

La méthanisation agricole, positionnée entre le secteur de l'énergie et celui de l'agriculture, n'a pas été épargnée. Le fonctionnement des unités a été affecté par l'augmentation du prix de l'électricité, de certains substrats et des charges d'exploitation. Les contrats de vente d'énergie sont devenus plus complexes à sécuriser. Des incertitudes fortes ont pesé sur les équilibres économiques. Certaines unités ont vu leur rentabilité remise en question, tandis que d'autres ont pu faire preuve d'adaptabilité. En parallèle, des évolutions réglementaires importantes ont été introduites. Des arrêtés ministériels ont été publiés au Journal Officiel le 30 juin 2021, modifiant les prescriptions applicables aux installations de méthanisation relevant des régimes de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation (rubrique ICPE 2781). Ces textes renforcent les exigences en matière de sécurité, de surveillance, de gestion des digestats et de prévention des risques. Leur mise en œuvre progressive impacte désormais l'ensemble des installations, selon leur date de mise en service et leur régime ICPE.

Ce contexte a justifié la réalisation d'un nouvel état des lieux régional. Ce travail fait suite au programme ACSE 2 (2020-2022), conduit entre 2019 et 2021 dans le Grand Est. Ce programme avait permis la réalisation de 30 enquêtes technico-économiques standardisées à l'aide de l'outil national PROdige. L'objectif était d'acquérir des références régionales, d'évaluer la performance de la filière et de comparer les résultats aux données issues de l'enquête nationale PROdige (84 unités étudiées).

Les résultats de ce premier travail ont été présentés dans un rapport détaillé publié en 2022 : *Analyse technico-économique de 26 unités de méthanisation du Grand Est – Programme ACSE 2*. Ce rapport proposait une analyse approfondie de la structuration de la filière, des performances techniques et économiques des unités, ainsi que des leviers d'amélioration identifiés.

En 2024, une nouvelle campagne d'enquête a été menée sur 10 unités du Grand Est, portant sur les résultats 2023. Ce travail ne vise pas à produire des statistiques régionales. Il repose sur un panel resserré mais représentatif, permettant d'illustrer des évolutions significatives. Trois axes principaux sont explorés :

- L'évolution des unités de méthanisation dans un contexte post-crise énergétique.
- L'impact économique des tensions sur les intrants, l'énergie et les débouchés.
- L'application et les effets concrets des nouvelles prescriptions ICPE.

Ce livrable présente les résultats de cette nouvelle enquête. Il vient en complément du précédent travail mené dans le cadre d'ACSE 2, et permet d'actualiser la vision de la filière à l'échelle régionale. Il apporte également des éléments de réflexion pour l'accompagnement des porteurs de projet et l'adaptation des politiques publiques.

### 1.3. La méthodologie

Les enquêtes ont été menées selon la même méthode que celles réalisées dans le cadre du programme ACSE 2. Elles s'appuient sur l'outil national PROdige, permettant de standardiser la collecte et l'analyse des données techniques et économiques des unités de méthanisation.

Pour cette nouvelle campagne, l'outil d'enquête PROdige a toutefois été simplifié, afin de faciliter sa prise en main et son utilisation sur le terrain. Cette version allégée conserve les principaux postes d'analyse tout en allégeant les exigences de saisie. L'objectif est de faire de cet outil un référentiel commun à l'ensemble des conseillers énergie dans le cadre de diagnostics technico-économiques d'unités de méthanisation en fonctionnement. À terme, cette démarche vise à favoriser la comparaison entre unités au sein de groupes homogènes, pour identifier des leviers d'amélioration du fonctionnement et de la performance.

Chaque enquête a été conduite sur site par un conseiller spécialisé énergie, entreprise ou méthanisation des Chambres d'agriculture du Grand Est. Le recueil des données a été réalisé en lien direct avec les exploitants, à partir d'échanges approfondis, de documents comptables, de données techniques et de suivi d'exploitation.

Les postes analysés restent identiques à ceux de l'enquête précédente : approvisionnement, biogaz, cogénération ou injection, digestat, chaleur. Les données économiques sont également traitées selon ces postes afin de décomposer les charges d'exploitation, les coûts d'investissement et les produits liés à la vente d'énergie ou aux gains connexes.

Un nouveau volet spécifique a été intégré aux enquêtes 2023, portant sur l'impact de la révision des arrêtés ICPE de juin 2021. Chaque unité a été interrogée sur l'ensemble des points ayant fait l'objet d'une évolution réglementaire. Pour chaque prescription, l'exploitant a précisé l'état d'avancement de sa mise en œuvre selon les quatre modalités suivantes :

- Fait : prescription déjà mise en œuvre.
- À faire : prescription non encore réalisée, avec estimation du coût de l'investissement à prévoir.
- Initialement compris : prescription déjà intégrée au moment de la conception de l'unité.
- Non concerné : prescription ne s'appliquant pas à l'unité, selon son régime ou ses caractéristiques.

Lorsque la mise en œuvre d'une prescription entraîne des charges annuelles supplémentaires (maintenance, contrôles périodiques, consommations d'énergie, etc.), ces coûts ont également été identifiés et intégrés à l'analyse. Cette approche permet d'avoir une vision fine du niveau d'adaptation des unités aux nouvelles exigences réglementaires, ainsi que de l'ampleur des investissements à prévoir à court ou moyen terme.

## 2. LE PANEL D'UNITE ENQUETE

Le panel enquêté en 2024 est composé de 10 unités de méthanisation situées dans le Grand Est. Ces unités ont été sélectionnées parmi les 30 unités déjà enquêtées dans le cadre du programme ACSE 2 entre 2019 et 2021.

L'objectif était de suivre l'évolution de certaines unités sur plusieurs années, en capitalisant sur la connaissance déjà acquise. Ce suivi longitudinal permet une lecture plus fine des transformations techniques, économiques et réglementaires en cours dans la filière.

### 2.1. Représentativité

Le panel a été constitué de manière à garantir une diversité suffisante des situations. Il intègre :

- Des unités en cogénération et en injection ;
- Des unités individuelles, portées par une seule exploitation agricole ;
- Des unités collectives, portées par plusieurs exploitations associées.

Les unités en cogénération sont volontairement surreprésentées dans l'échantillon. Cette orientation méthodologique a été retenue car les impacts de la révision réglementaire y sont apparus plus marqués. Ces unités présentent également, de manière générale, une rentabilité plus faible, et n'ont bénéficié d'aucune revalorisation tarifaire récente, contrairement à certaines unités en injection.

Ce choix vise à recueillir des éléments de compréhension plus détaillés sur les freins rencontrés, les adaptations mises en œuvre, et les investissements nécessaires à la mise en conformité dans les contextes les plus sensibles économiquement.

## 2.2. Équilibre des typologies

Le panel est composé de 10 unités réparties sur six départements du Grand Est : Marne (51), Haute-Marne (52), Meurthe-et-Moselle (54), Meuse (55), Bas-Rhin (67) et Vosges (88).

| Code Unité   | Département | Type         | Puissance (en kw) | Cmax (Nm3) | Nombre associés | Fournisseurs substrats | Livraison énergie |
|--------------|-------------|--------------|-------------------|------------|-----------------|------------------------|-------------------|
| 51 - C - 180 | 51          | Cogénération | 180               | -          | 1               | 1                      | 2014              |
| 51 - I - 150 | 51          | Injection    | -                 | 150        | 5               | 3                      | 2017              |
| 52 - C - 416 | 52          | Cogénération | 416               | -          | 1               | 2                      | 2016              |
| 52 - I - 220 | 52          | Injection    | -                 | 220        | 8               | 6                      | 2016              |
| 54 - C - 530 | 54          | Cogénération | 530               | -          | 1               | 5                      | 2020              |
| 55 - I - 170 | 55          | Injection    | -                 | 170        | 6               | 6                      | 2018              |
| 67 - C - 310 | 67          | Cogénération | 310               | -          | 1               | 3                      | 2019              |
| 67 - I - 200 | 67          | Injection    | -                 | 200        | 2               | 44                     | 2016              |
| 88 - C - 530 | 88          | Cogénération | 530               | -          | 3               | 0                      | 2018              |
| 88 - C - 250 | 88          | Cogénération | 250               | -          | 1               | 4                      | 2019              |

Répartition par type de valorisation :

- 7 unités valorisent le biogaz par cogénération.
- 3 unités sont en injection de biométhane.

Cette répartition reflète une volonté méthodologique de surreprésenter les unités en cogénération, plus exposées aux impacts réglementaires et économiques.

Répartition par structure de portage :

- 6 unités sont individuelles, portées par une seule exploitation agricole.
- 4 unités sont collectives, associant de 2 à 8 exploitations agricoles.

Puissances

- Les puissances électriques des unités en cogénération vont de 180 kWé à 530 kWé.
- Les capacités d'Injection vont de 150 à 220 Nm<sup>3</sup>/h.

Antériorité

- Les dates de mise en service des unités s'échelonnent de 2014 à 2020, ce qui permet d'avoir un retour d'expérience sur des sites plus anciens comme sur des sites plus récents.

Diversité des configurations

Le panel présente une diversité de situations :

- Des unités individuelles de petite taille, avec un seul fournisseur de substrat (ex. : unité 51-C-180).
- Des unités collectives complexes, avec un grand nombre de fournisseurs (ex. : unité 67-I-200 avec 44 fournisseurs).
- Des unités à portage individuel mais avec des modèles techniques étendus (ex. : 54-C-530 avec 5 fournisseurs de substrats).

Cette diversité permet d'observer les effets des évolutions réglementaires et économiques dans différents contextes techniques et organisationnels.

### **3. ANALYSE DES RESULTATS TECHNIQUES**

#### **3.1. Evolution de la puissance installée**

Aucune des unités en cogénération et injection enquêtées n'a connu d'évolution de puissance entre l'enquête précédente (2021) et l'année de référence 2023. La puissance installée est restée identique sur l'ensemble du panel. Cette stabilité peut s'expliquer par le contexte économique défavorable lié à la crise énergétique de 2022, ainsi que par l'absence de perspective de revalorisation tarifaire pour les unités en cogénération. Aucun projet d'augmentation de puissance n'a été exprimé à court terme par les exploitants interrogés.

##### **3.1.1. Heure de fonctionnement**

###### **3.1.1.1. Heures moteurs cogénération**

En 2023, le nombre moyen d'heures de fonctionnement des cogénérateurs est de 7 799 heures. Cette valeur est inférieure à celle observée lors de l'enquête ACSE 2 (8 257 h) ainsi qu'à la moyenne nationale du panel PROdigé 2 (8 266 h). Cette baisse est principalement liée à une unité dont le temps de fonctionnement s'élève à 4 986 heures, soit seulement 62 % du temps moyen de fonctionnement observé dans les précédentes années d'enquête. Cette situation résulte d'un problème technique sur l'un des moteurs, ayant fortement impacté la disponibilité de l'installation en 2023. Une autre unité affiche un temps de fonctionnement de 7 680 heures, en deçà du seuil de 8 000 heures, ce qui témoigne également d'un fonctionnement irrégulier sur l'année.

En dehors de ces deux cas particuliers, les autres unités du panel présentent un temps moyen de fonctionnement de 8 532,8 heures, confirmant un fonctionnement stable et régulier tout au long de l'année.

Ces résultats mettent en évidence la sensibilité des unités de cogénération aux arrêts techniques, notamment lorsque ceux-ci concernent le moteur. Contrairement aux unités en injection, les heures perdues ne peuvent pas être compensées par une augmentation de la production ultérieure. Les pannes sur les équipements de cogénération entraînent donc une perte directe et irréversible de production, impactant directement la performance économique des unités concernées.

### 3.1.1.2. Durée d'injection dans les réseaux

| Durée d'injection dans les réseaux (en h/an) | Moyenne ACSE 2 (panel total) | Moyenne ACSE 2 (Panel des 6 unités) | Moyenne ACSE 3 |
|--|------------------------------|-------------------------------------|----------------|
|  | 8397                         | 8343                                | 8435           |

En 2023, les unités qui injectent du biométhane ont fonctionné en moyenne 8 435 heures sur l'année, soit un taux d'injection effectif de 96 %. Cette durée moyenne est en légère hausse par rapport à la période 2019–2021, où les mêmes unités affichaient une moyenne de 8 343 heures. L'unité ayant injecté le moins en 2023 totalise 8 328 heures, ce qui reste un niveau élevé, témoignant d'une bonne maîtrise technique et d'une disponibilité globale satisfaisante des installations. Les quelques écarts s'expliquent principalement par des aléas ponctuels liés à la qualité du gaz, à la maintenance des postes d'injection ou aux contraintes du réseau de distribution.

Par rapport aux unités en cogénération, les installations en injection présentent un temps de fonctionnement plus élevé. Cette différence s'explique notamment par une plus grande sensibilité des cogénérateurs aux arrêts techniques, en particulier ceux affectant les moteurs. Lorsque ces équipements sont indisponibles, la production électrique ne peut pas être compensée, ce qui entraîne une perte directe et irréversible de productivité.

### 3.1.2. Indice de productivité

#### 3.1.2.1. Cogénération

Méthodologie : la production maximale annuelle d'électricité est calculée sur la base de la puissance maximale à la livraison (et non au niveau de la génératrice), après déduction de la consommation des auxiliaires (P. maxi livrée) pour 8760 heures de fonctionnement à pleine charge. L'indicateur de productivité compare la production réalisée (kWh livrés) au cours de l'année à ce maximum.

$$\text{Productivité} = \frac{\text{kWh livrés}}{\text{P. maxi livrée} * 8760 \text{ h}}$$

| Minimum | Moyenne | Maximum |
|---------|---------|---------|
| 39%     | 78%     | 97%     |

En 2023, l'indice moyen de productivité des unités de cogénération enquêtées s'élève à 78 %. Cette valeur est en recul par rapport aux résultats observés lors de l'enquête ACSE 2, où la moyenne atteignait 87 %.

L'écart important entre les unités est à souligner. L'indice minimum est de 39 %, traduisant un fort sous-fonctionnement de l'installation concernée sur l'année. À l'inverse, l'indice maximum atteint 97 %, témoignant d'un fonctionnement quasi optimal. Ces résultats confirment les constats précédents sur l'impact des pannes et des arrêts techniques. L'indice de productivité reste un indicateur clé pour évaluer la fiabilité des installations et identifier les marges de progression en matière de maintenance, d'anticipation des pannes et de gestion des arrêts techniques.

### 3.1.2.2. Injection

Méthodologie : L'indice de productivité vise à comparer la quantité de biométhane injecté (au tarif et hors tarif) avec celle qui le serait dans les conditions optimales (qualité d'épuration optimale, capacité maximale d'injection durant 8760h)

$$\text{Productivité} = \frac{kWh \text{ injectés}}{(Cmax * \%CH_4max * 11,056 * 8760h)}$$

| Indice de productivité (en %) | Moyenne ACSE 2<br>(Panel des 6 unités) | Moyenne ACSE 3 |
|-------------------------------|--|----------------|
|                               | 88%                                    | 101%           |

En 2023, la moyenne de l'indice de productivité des unités du panel ACSE 3 en injection s'élève à 101 %, contre 88 % en moyenne pour ces mêmes unités sur la période ACSE 2. Cette progression notable traduit une nette amélioration de la valorisation du biogaz produit, avec un fonctionnement optimisé et peu d'arrêts techniques. Elle reflète également, pour certaines unités, une injection de volumes supérieurs aux seuils contractuels, ce qui peut ouvrir la voie à une révision de leur capacité maximale autorisée (Cmax).

Ces résultats confirment une bonne maturité technique des unités en injection, ainsi qu'une excellente maîtrise de l'ensemble de la chaîne de production, d'épuration et d'injection du biométhane.

## 3.2. Rations

### 3.2.1. Provenance des substrats

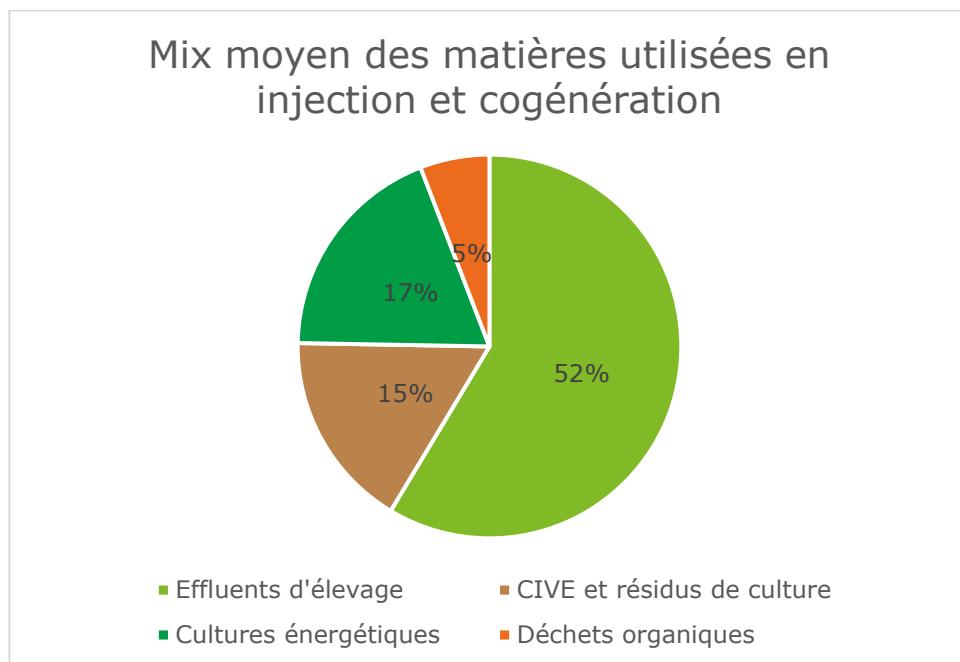
| Provenance des substrats (%) des tonnages) | % intrants Agri - méth | % tonnage Agri - tiers | % intrants Externes hors agri |
|--|------------------------|------------------------|-------------------------------|
| Min.                                       | 2%                     | 0%                     | 0%                            |
| Moy.                                       | 62%                    | 19%                    | 20%                           |
| Max.                                       | 100%                   | 98%                    | 54%                           |

En 2023, les substrats proviennent majoritairement des exploitations porteuses de l'unité, avec une moyenne de 62 % d'intrants agri-métha, proche des résultats observés lors de l'enquête ACSE 2. Les apports d'agri-tiers représentent en moyenne 19 %, en légère hausse. Les intrants externes hors agriculture sont en moyenne de 20 %, soit une baisse par rapport aux années précédentes.

Cette diminution peut s'expliquer par un contexte économique moins favorable, où les intrants externes sont devenus plus coûteux, réduisant leur rentabilité. Malgré des ajustements ponctuels, la provenance des substrats reste globalement stable, marquée par une recherche d'autonomie et une limitation des intrants achetés.

### 3.2.2. Type de substrats

| Types de substrats (en % des tonnages) | % effluents d'élevage | % CIVE et résidus de culture | % Cultures énergétiques | % déchets organiques |
|--|-----------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|
| Min.                                   | 0%                    | 0%                           | 0%                      | 0%                   |
| Moy.                                   | 52%                   | 15%                          | 17%                     | 5%                   |
| Max.                                   | 77%                   | 40%                          | 54%                     | 36%                  |



En 2023, la répartition moyenne des substrats utilisés est la suivante : 52 % d'effluents d'élevage, 15 % de Cultures Intermédiaires à Vocation Energétique (CIVE) et résidus de culture, 17 % de cultures énergétiques et 5 % de déchets organiques. Ces proportions diffèrent légèrement de celles observées lors des précédentes enquêtes (2019 à 2021), qui affichaient en moyenne 59 % d'effluents, 23 % de CIVE, 11 % de cultures énergétiques et 7 % de déchets organiques.

La baisse des effluents d'élevage et des CIVE dans les rations, compensée par une légère hausse des cultures énergétiques, pourrait refléter des ajustements liés aux stratégies agronomiques ou à la disponibilité locale des substrats. Toutefois, il est difficile de tirer des conclusions tranchées, car la répartition du panel 2023 entre cogénération et injection diffère de celle des enquêtes ACSE 2, où les résultats étaient analysés séparément par type de valorisation.

Comme observé précédemment, les unités en injection utilisent généralement moins d'effluents et davantage de substrats méthanogènes type CIVE ou déchets, alors que les unités en cogénération reposent plus fortement sur les effluents d'élevage pour percevoir la prime associée. Cette hétérogénéité structurelle entre les types d'unités influence fortement la composition des rations. Une analyse détaillée par type de valorisation sur un plus grand nombre d'unité serait nécessaire pour affiner l'interprétation des tendances observées en 2023.

### 3.2.1. Coût des substrats

**Méthodologie :** les dépenses liées à la production, au transport ou à l'acquisition des différents substrats ont été totalisées. Elles sont ensuite rapportées à la quantité d'électricité ou de gaz livrés. Les redevances perçues pour le traitement de certains déchets sont comptées séparément. Le coût net des substrats est la différence entre le coût des substrats et ces redevances. A noter que ce coût des substrats est différent du coût d'approvisionnement global qui tient compte en plus d'une part d'annuité et de travail spécifique à ce poste et qui sera présenté dans la partie des données économiques.

#### 3.2.1.1. Unités en cogénération

Tableau 1 : Coût des substrats en cogénération en Euro par MWhé livré

| Minimum | Moyenne | Maximum |
|---------|---------|---------|
| 28 €    | 78€     | 167     |

En 2023, le coût moyen des substrats s'élève à 78 €/MWhélectricité (MWhé) livrés, avec des valeurs comprises entre 28 € et 167 €. Cette moyenne est supérieure à celle observée lors des enquêtes 2019 à 2021, où le coût moyen était de 47 €/MWhé livrés.

Il convient toutefois de relativiser cette hausse, car une unité présente un coût exceptionnellement élevé (167 €), lié à un problème technique sur le moteur. Ce dysfonctionnement a fortement réduit l'électricité produite sur l'année, sans modification du tonnage de substrats incorporés. Le coût des substrats rapporté à l'énergie livrée s'en trouve mécaniquement augmenté.

Si l'on exclut cette unité atypique, le coût moyen des substrats en 2023 est de 60 €/MWhé, soit une hausse par rapport aux années précédentes. Cette évolution reflète le contexte post-crise énergétique, marqué par une augmentation des prix des intrants et des charges d'approvisionnement.

### 3.2.1.2. Unités en injection

Tableau 2 : Coût des substrats en injection en Euro par MWh PCS livré

| Minimum | Moyenne | Maximum |
|---------|---------|---------|
| 17 €    | 31€     | 48      |

En 2023, le coût moyen des substrats pour les unités en injection s'élève à 31 €/MWhPCS (*Pouvoir Calorifique Supérieur*) livrés, avec des valeurs comprises entre 17 € et 48 €. Ce niveau est en hausse par rapport à la moyenne observée sur la période 2019–2021, qui s'établissait à 25 €/MWhPCS pour ces mêmes unités, et 23 €/MWhPCS pour l'ensemble du panel étudié à l'époque. Cette évolution confirme une augmentation généralisée du coût des substrats, en lien avec le contexte post-crise énergétique et la hausse des charges d'approvisionnement.

### 3.3. Conclusion sur les résultats techniques des unités de méthanisation

Les données 2023 confirment des contrastes marqués selon le mode de valorisation. Les unités en injection affichent des performances élevées et régulières, avec des durées de fonctionnement proches du maximum théorique et un indice de productivité en progression, signe d'une bonne maîtrise des procédés. À l'inverse, la cogénération présente des résultats plus hétérogènes, pénalisés par des arrêts techniques impactant directement la production et donc la performance globale.

Sur le plan des approvisionnements, la provenance des substrats reste globalement stable, majoritairement issue des exploitations porteuses, avec une légère évolution vers davantage de cultures énergétiques au détriment des effluents. Cette adaptation traduit des ajustements locaux liés à la disponibilité des intrants et aux stratégies agronomiques.

En revanche, le coût des substrats est en nette hausse pour l'ensemble du panel, conséquence du contexte post-crise énergétique et de l'augmentation des prix logistiques et des matières premières. Cet alourdissement des charges d'approvisionnement constitue un enjeu central pour la compétitivité future des unités. Globalement, si la filière démontre une bonne tenue technique, la fragilité de certaines installations, notamment en cogénération, souligne l'importance de la maintenance préventive, de l'optimisation des temps de fonctionnement et de la sécurisation des approvisionnements pour préserver la performance dans un environnement économique et réglementaire exigeant.

## 4. IMPACTS DES NOUVEAUX ARRETES ICPE

### 4.1. Les évolutions réglementaires

Dans le cadre des enquêtes, un questionnaire spécifique a été conçu pour évaluer l'impact concret des nouveaux arrêtés ICPE sur les unités de méthanisation en fonctionnement. Ce questionnaire reprend de manière exhaustive les principales prescriptions issues des arrêtés ministériels applicables aux installations classées sous la rubrique 2781.

Chaque exploitant a été interrogé sur l'état de mise en conformité de son site pour chaque prescription concernée. Pour chaque point, quatre réponses possibles étaient proposées :

- **Fait** : la prescription est mise en œuvre, avec estimation ou précision du coût d'investissement.
- **À faire** : la prescription reste à réaliser, avec chiffrage de l'investissement prévu.
- **Compris initialement** : la prescription était déjà respectée dès la conception du site.
- **Non concerné** : la prescription ne s'applique pas à l'unité (selon son régime ICPE ou sa configuration).

Lorsque la mise en œuvre d'une prescription engendre des charges annuelles supplémentaires, celles-ci ont été estimées ou indiquées par l'exploitant et intégrées à l'analyse.

Le questionnaire couvre une large gamme d'exigences, regroupées en plusieurs volets :

- Implantation et aménagement du site : distances réglementaires, zones engazonnées, panneaux de sécurité, repérage des réseaux.
- Sécurité et prévention des risques : astreinte 24h/24, détecteurs de gaz et de fumée, ventilation des locaux, alimentation de secours, permis feu, équipements en zone ATEX, etc.
- Gestion des stockages : couverture des stockages liquides et solides, sondes de température, géomembranes, étanchéité des merlons, systèmes de rétention.
- Maintenance et surveillance : plan de maintenance, registres d'intervention, vérification des dispositifs de sécurité, suivi des rejets dans l'eau.
- Gestion des nuisances et des odeurs : dispositifs de confinement, registre des plaintes, contrôle des équipements de traitement des odeurs, état zéro des perceptions odorantes (uniquement pour les nouvelles unités).
- Émissions atmosphériques : teneur en méthane dans les offgaz, gestion des torchères, consignes en cas de pic de production.

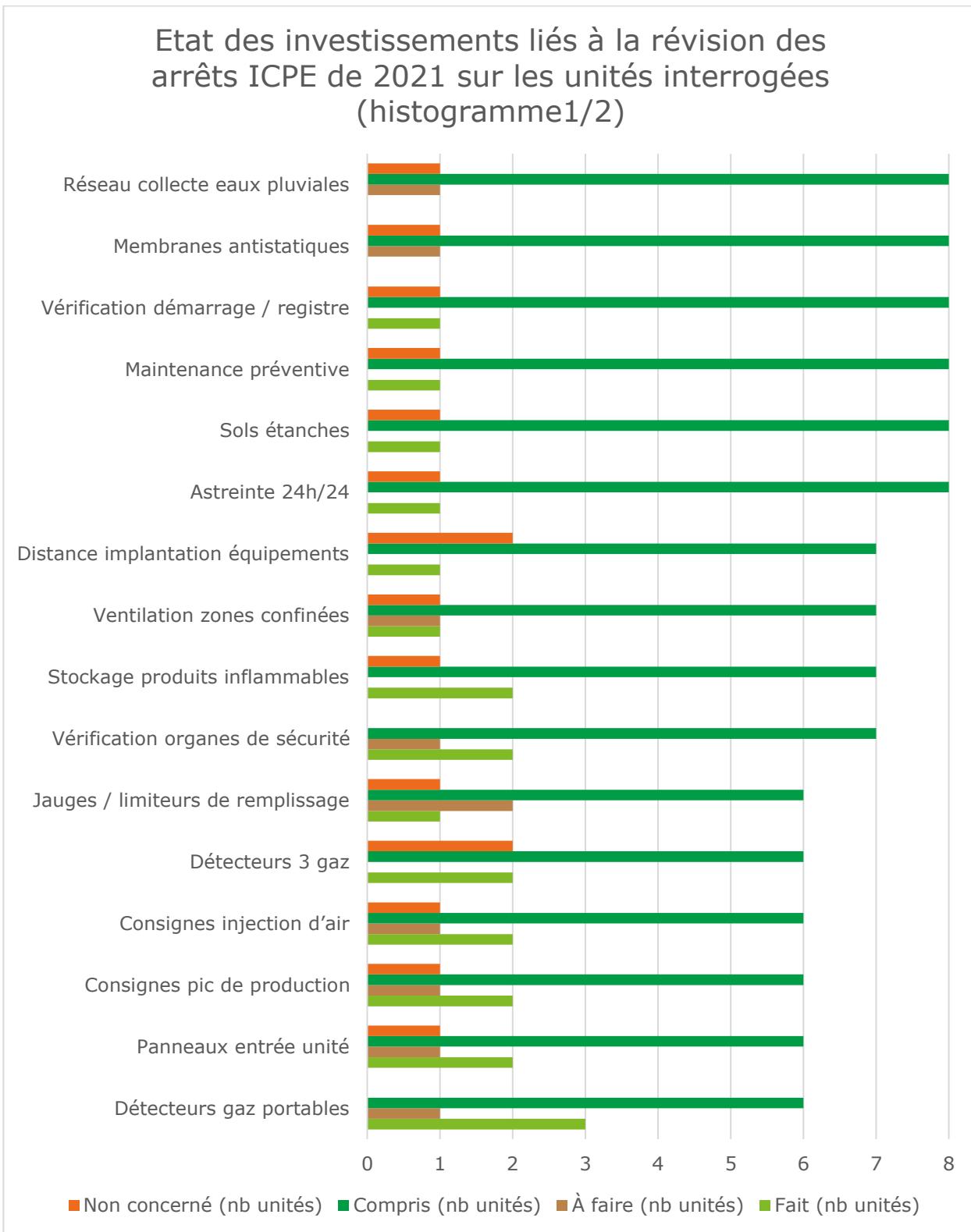
Un encart spécifique portait également sur la certification RED II, incluant les investissements et charges liés à la conformité administrative, à la formation ou au renouvellement de la certification.

Les données collectées à travers ce questionnaire ont permis d'estimer à la fois le niveau de mise en conformité des unités, les investissements engagés ou à prévoir, ainsi que les charges supplémentaires engendrées par la réglementation.

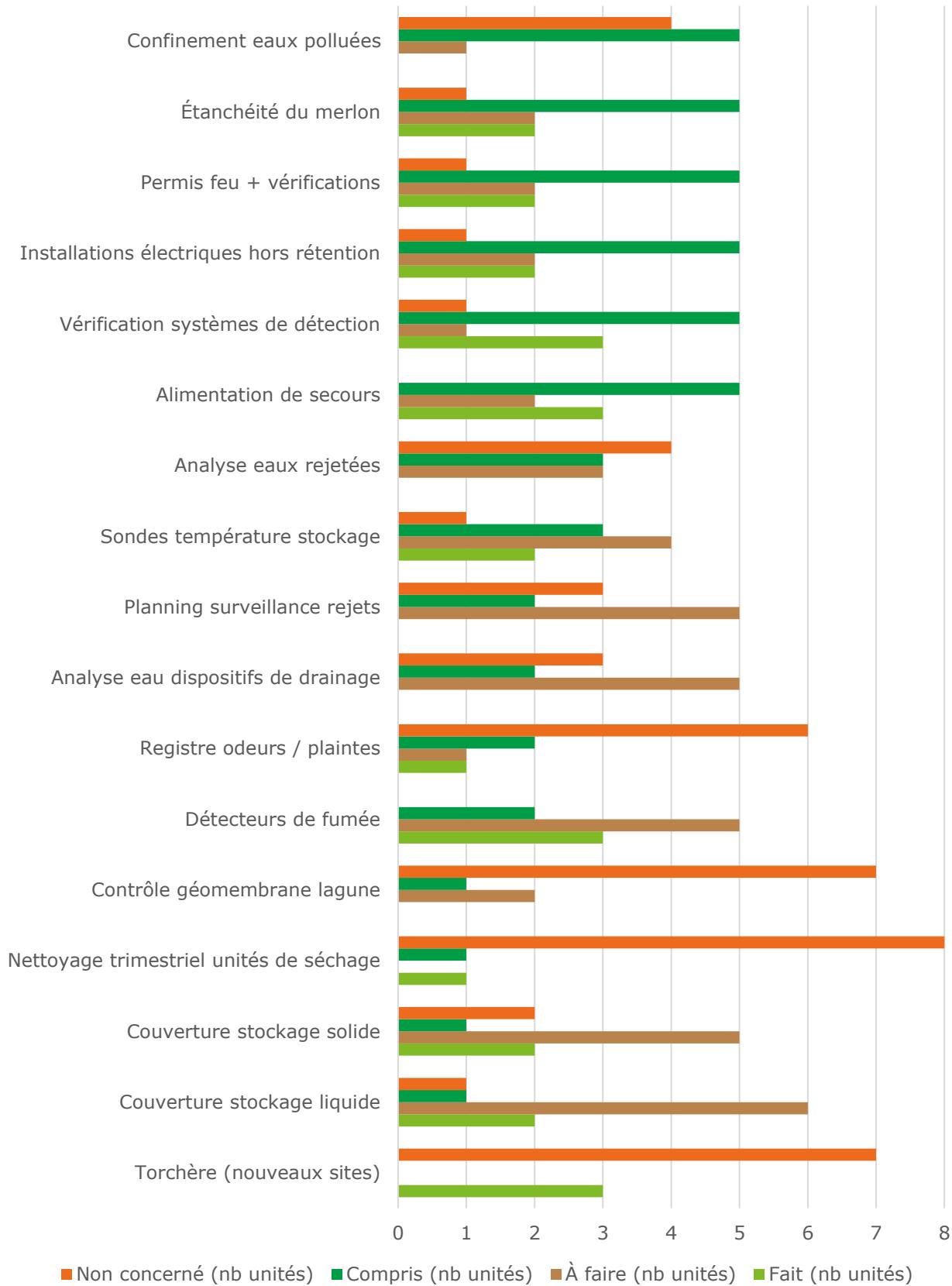
## 4.2. Résultats des enquêtes

### 4.2.1. Les mises à jour des sites

L'enquête met en évidence que toutes les unités interrogées doivent réaliser des travaux pour se mettre en conformité avec les nouvelles prescriptions réglementaires introduites par la révision des arrêtés ICPE de 2021.



**Etat des investissements liés à la révision des arrêts  
ICPE de 2021 sur les unités interrogées  
(histogramme 2/2)**



Les besoins d'investissement varient selon deux principaux facteurs :

- Les spécificités techniques de chaque site, certaines prescriptions ne s'appliquant qu'à certaines configurations (ex. : contrôle de l'intégrité des géomembranes uniquement pour les sites disposant de lagunes équipées).
- Le niveau d'anticipation des exigences réglementaires lors de la construction initiale. Certains sites étaient déjà équipés d'aménagements conformes (fosses couvertes, détecteurs, ventilation adaptée), limitant ainsi les adaptations à réaliser.

Les résultats montrent que certaines prescriptions sont largement anticipées par les porteurs de projet. C'est le cas notamment de l'astreinte 24h/24, du repérage des canalisations, des consignes d'exploitation du site, ou encore du réseau de collecte des eaux pluviales. Ces éléments sont intégrés dès la conception sur une majorité d'unités (plus de 6 sur 10).

À l'inverse, plusieurs prescriptions restent largement à mettre en œuvre, notamment :

- la couverture des stockages de digestat liquides et solides,
- l'installation de détecteurs de fumée dans les locaux,
- la vérification de l'intégrité des géomembranes,
- les analyses d'eau,
- ou encore la mise en place de plans de surveillance des rejets.

Ces obligations nécessitent souvent des investissements importants, des interventions techniques complexes, ou s'appliquent à des sites qui n'étaient pas concernés jusqu'alors.

Certaines prescriptions sont déclarées non concernées sur plusieurs sites. C'est notamment le cas du contrôle de la géomembrane (absente sur certains sites), de la couverture des matières entrantes, ou des dispositifs de gestion des odeurs dans les unités plus isolées.

Par ailleurs, plusieurs exploitants ont exprimé des difficultés voire des impossibilités techniques à mettre en œuvre certaines prescriptions. C'est notamment le cas de l'obligation de sortir les installations électriques des zones de rétention. Sur de nombreux sites, les locaux techniques pilotant les pompes des digesteurs et post-digesteurs sont implantés à proximité immédiate des ouvrages, afin de limiter les longueurs de canalisation, réduire les risques de perte de charge, de désamorçage ou de bouchage. Ces locaux techniques se situent donc fréquemment dans les zones de rétention, rendant très complexe le déplacement des armoires électriques sans engager des modifications lourdes et potentiellement contre-productives sur le plan technique.

#### **4.2.2. Les montants des investissements liés**

*Tableau 3 : Investissements sur les unités de méthanisation liés à la mise à jour des ICPE en 2021*

| <b>Minimum</b> | <b>Moyenne</b> | <b>Maximum</b> |
|----------------|----------------|----------------|
| 560 €          | 150 403€       | 635 000€       |

Le montant moyen des investissements nécessaires s'élève à 150 403€ par site, avec une variabilité importante selon les situations. Le montant minimal constaté est de 3 060 €, tandis que le montant maximal atteint 635 000 €.

Parmi les postes les plus coûteux figure la couverture des stockages de digestats liquides et solides. Cette mise en conformité concerne 6 unités sur 10, pour lesquelles la couverture représente une enveloppe moyenne de 237 500€. Le montant varie de 30 000€, dans le cas d'une simple couverture de pluie sur une petite fosse, à 600 000€ pour une unité devant couvrir l'ensemble de ses stockages (liquides et solides), avec la mise en place de membranes et de bâtiments adaptés.

Ces constats soulignent que la mise en conformité réglementaire représente un enjeu financier mais aussi technique sur les unités de méthanisation en fonctionnement.

#### **4.2.3. Les charges liées**

Les enquêtes montrent que, si la plupart des prescriptions réglementaires impliquent uniquement des investissements ponctuels pour la mise en conformité des installations, certaines d'entre elles génèrent également des charges annuelles récurrentes. Pour 6 unités sur les 10 enquêtées, des charges supplémentaires ont été identifiées. Elles représentent en moyenne 1 276€ par an, avec des valeurs variables selon les équipements et les dispositifs en place.

Ces charges sont principalement liées à la maintenance, au contrôle et à la vérification de nouveaux dispositifs de sécurité, imposés par la réglementation. Il s'agit notamment de détecteurs de gaz (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, CO, O<sub>2</sub>), détecteurs de fumée, ou encore d'analyseurs de rejets nécessitant un entretien ou des contrôles périodiques.

Ces frais récurrents, bien que modérés à l'échelle annuelle, doivent être intégrés dans les équilibres économiques des unités, d'autant plus qu'ils viennent s'ajouter à des investissements souvent significatifs. Ils renforcent la nécessité d'un pilotage rigoureux des charges d'exploitation, en particulier pour les unités déjà en situation de tension économique.

### **4.3. Conclusion sur l'impact de évolutions ICPE sur les unités de méthanisation**

Les analyses menées dans le cadre de cette enquête montrent que la mise à jour des arrêtés ICPE de 2021 a eu un impact financier et technique significatif sur les unités de méthanisation en fonctionnement.

Comme présenté précédemment, toutes les unités enquêtées doivent réaliser des travaux de mise en conformité, qu'il s'agisse de prescriptions nouvelles ou de renforcement de celles existantes. Les exigences couvrent un large éventail de domaines (sécurité, gestion des stockages, équipements de détection, contrôle des rejets...), avec des niveaux d'effort très variables selon l'ancienneté des sites et leur configuration initiale. Les prescriptions les plus coûteuses concernent notamment la couverture des stockages de digestats solides et liquides, parfois sur plusieurs fosses, avec des montants allant jusqu'à 600 000€ pour un site, et une moyenne d'environ 150 000€ par unité.

Par ailleurs, certaines prescriptions génèrent des charges annuelles récurrentes, en lien avec la maintenance, le contrôle ou la vérification de nouveaux dispositifs. Ces charges restent modestes à l'échelle individuelle (en moyenne 1 276€ par an), mais elles s'ajoutent à un socle de charges fixes déjà conséquent, notamment pour les unités qui doivent également se conformer à la directive RED II.

Aucune de ces obligations réglementaires n'est compensée par un revenu supplémentaire, que ce soit via le tarif d'achat ou une prime spécifique. L'effet combiné des investissements requis et de l'augmentation des charges d'exploitation vient donc renforcer la pression économique sur les unités en fonctionnement, sans amélioration parallèle de la rentabilité. Ce contexte sera à prendre en compte dans l'analyse des résultats économiques présentés dans les paragraphes dédiés, afin d'évaluer l'impact global de ces évolutions réglementaires sur la viabilité des projets.

## 5. IMPACT DE LA DIRECTIVE RED II

### 5.1. Les obligations de la directive

Dans le cadre de l'enquête 2023, les unités de méthanisation ont également été interrogées sur les implications techniques et économiques de la directive européenne RED II (RED III depuis juin 2025), qui encadre la durabilité des bioénergies. Cette directive concerne principalement les unités de méthanisation injectant du biométhane dans le réseau ou en cogénération lorsque la puissance installée dépasse certains seuils (ex. : > 2 MW ou > 19,5 GWh PCS/an soit en moyenne des puissances de 200Nm<sup>3</sup> en injection et 800 kWhé en cogénération). Ces unités, dites « obligées », doivent se conformer à des critères stricts de durabilité des intrants, de traçabilité, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de transparence documentaire.

Concrètement, cela implique la mise en œuvre de procédures de suivi quotidien des flux de matières et d'énergie, la réalisation d'un bilan massique précis, et le calcul des émissions de gaz à effet de serre. Les exploitants doivent également assurer la traçabilité des matières premières incorporées et démontrer leur durabilité, notamment par l'obtention d'autodéclarations ou d'attestations spécifiques de la part des fournisseurs. La certification RED II engendre des coûts directs et indirects pour les unités. Les investissements peuvent concerner par exemple l'installation de capteurs de niveau sur les fosses de stockage pour améliorer le suivi des flux et les bilans massiques. Ces investissements s'accompagnent ensuite de charges annuelles supplémentaires, telles que la vérification périodique des capteurs, le suivi quotidien renforcé, l'accompagnement par un bureau d'étude pour la constitution du dossier de certification, ainsi que les frais de pré-audit, d'audit initial et de renouvellement. Ces charges doivent désormais être intégrées dans les équilibres économiques des unités concernées.

Il est important de préciser que seuls 2 sites sur les 10 enquêtés en 2023 sont concernés par la directive RED II (RED III depuis juin 2025). En effet, une partie des unités interrogées cette année avaient déjà été enquêtées dans le cadre du programme ACSE 2 (enquêtes réalisées entre 2019 et 2021), ce qui confère à notre échantillon une majorité d'unités mises en service avant 2016. Or, historiquement dans le Grand Est, les premières unités de méthanisation sont souvent de taille plus modeste que la moyenne actuelle, car ce n'est qu'à partir de 2016, avec l'instauration de tarifs d'achat spécifiques pour l'injection, que des projets de plus grande capacité ont commencé à émerger. Cette configuration explique la faible proportion d'unités dites « obligées » au regard de la directive RED II (RED III depuis juin 2025) dans notre panel. Ainsi, les résultats obtenus sur ce sujet ne peuvent être considérés comme représentatifs de l'ensemble des unités concernées par la réglementation. Toutefois, les investissements et charges spécifiques liés à la mise en conformité avec la directive (capteurs, accompagnement, audits, etc.) ont bien été recueillis et seront intégrés dans l'analyse économique globale du pane

## 5.2. Résultats des enquêtes

### 5.2.1. Les montants des investissements liés

Parmi les unités concernées par la directive RED II dans notre panel 2023, aucune n'a déclaré avoir réalisé d'investissement spécifique supplémentaire pour se conformer aux exigences de durabilité imposées par la réglementation. Les installations interrogées étaient déjà équipées des dispositifs nécessaires au suivi des flux et à la traçabilité des intrants (capteurs, logiciels de gestion, outils de mesure), ou bien les adaptations requises ont pu être réalisées à partir des équipements existants, sans investissement additionnel majeur.

Toutefois, cette absence d'investissement ne signifie pas une absence de coût. Les deux unités concernées par la directive RED II présentent en effet des montants d'investissement initiaux relativement élevés : 27 691 €/Nm<sup>3</sup>/h et 32 125 €/Nm<sup>3</sup>/h, pour des mises en service en 2016.

Ces montants, sans être tous les deux supérieurs à la moyenne observée sur notre panel durant les années 2019, 2020 et 2021 qui était de 30 014 €/Nm<sup>3</sup>/h, est élevé si on prend en compte que ces unités ont mis en service leur site de production en 2016. Durant ces années, les montant d'investissements étaient moins élevés.

Ainsi, les unités interrogées ont certes évité des réinvestissements liés à la mise en conformité RED II, mais cela s'explique par le niveau d'investissement initial élevé, leur ayant permis d'anticiper les futures exigences réglementaires. Ce choix technico-économique a donc permis de limiter les adaptations ultérieures, mais a engendré dès l'origine un niveau de charges d'investissement plus important que la moyenne observée à l'époque.

Ces résultats restent à interpréter avec prudence : en raison du faible effectif d'unités concernées (2 sur 10), ils ne permettent pas de tirer de conclusion généralisable à l'ensemble des unités dites « obligées ».

### 5.2.2. Les charges liées

La mise en conformité à la directive RED II engendre des charges fixes annuelles incompressibles pour toutes les unités certifiées, quelle que soit leur organisation. Deux postes sont à prendre en compte :

- Le coût de l'audit annuel réalisé par un organisme de contrôle, estimé en moyenne à 1 500 € par unité.

- Le coût d'inscription au schéma de certification volontaire, d'environ 800 € par an.

À ces frais s'ajoutent des charges variables, dépendantes du choix de chaque exploitant pour assurer le respect des exigences réglementaires. Deux stratégies sont généralement observées :

- Recours à un accompagnement externe : sur l'un des deux sites enquêtés, l'exploitant a fait appel à un bureau d'étude pour se faire accompagner dans la constitution du dossier de certification. Cela a généré une charge initiale de 16 933 € pour la première certification, puis une charge annuelle de 4 444 € pour le renouvellement de la certification.

- Mobilisation de ressources internes : sur l'autre site, aucune charge liée à un accompagnement n'a été déclarée, mais l'exploitant a indiqué avoir dû dédier une personne supplémentaire pour suivre la traçabilité, la gestion documentaire et les obligations RED II, ce qui constitue une charge salariale indirecte.

Dans les deux cas, la directive entraîne une hausse des charges d'exploitation, soit par recours à un prestataire externe, soit par une mobilisation accrue des ressources humaines internes.

Selon les Chambres d'agriculture du Grand Est, fortes de l'accompagnement d'une trentaine de dossiers RED II, le coût moyen constaté pour l'accompagnement initial par un bureau d'étude s'élève à 17 164 €. À cela s'ajoutent les coûts annuels d'audit (1 500 €) et d'inscription au schéma (800 €), constituant une base minimale de charges pour toute unité engagée dans la démarche.

Enfin, au-delà de ces charges monétaires, la directive RED II impose un renforcement des tâches de traçabilité et de gestion administrative, générant un temps de travail supplémentaire difficilement quantifiable pour les exploitants. La contrainte réglementaire se répercute également sur le plan économique via une réduction des gisements disponibles : certaines matières auparavant accessibles ne peuvent plus être valorisées si leurs fournisseurs ne sont pas eux-mêmes certifiés. Cette restriction limite les approvisionnements et accentue la pression sur les prix d'achat, dans un contexte de concurrence accrue entre unités.

### 5.3. Conclusion sur l'impact de la directive RED II sur les unités de méthanisation

L'analyse des données recueillies dans le cadre de l'enquête 2023 met en évidence que la directive RED II (RED III depuis 2025) engendre des coûts économiques et organisationnels importants pour les unités dites « obligées », bien que ces dernières soient peu nombreuses dans notre panel.

Même si les deux unités concernées n'ont pas eu à réaliser d'investissements supplémentaires pour leur mise en conformité, leur niveau d'investissement initial élevé (27 691 € à 32 125 €/Nm<sup>3</sup>/h pour des mises en service en 2016) témoigne d'une anticipation des exigences réglementaires qui a un coût significatif dès la conception du projet. À cela s'ajoutent des charges annuelles fixes pour l'audit et l'inscription au schéma de certification, ainsi que des coûts de gestion variables selon l'organisation choisie par l'exploitant (accompagnement externe ou mobilisation de personnel). Dans tous les cas, la directive se traduit par une hausse des charges d'exploitation.

À cela s'ajoutent des effets indirects difficilement mesurables, notamment le temps dédié au renforcement de la traçabilité quotidienne et à la gestion documentaire, ainsi que les tensions sur l'approvisionnement.

Ces constats soulignent que, bien que limitée à certaines unités, la directive RED II génère une charge économique notable, sans contrepartie directe en termes de revenu. Il conviendra d'en analyser les conséquences sur les résultats économiques des unités concernées dans la partie suivante.

## 6. ANALYSE DES RESULTATS ECONOMIQUES

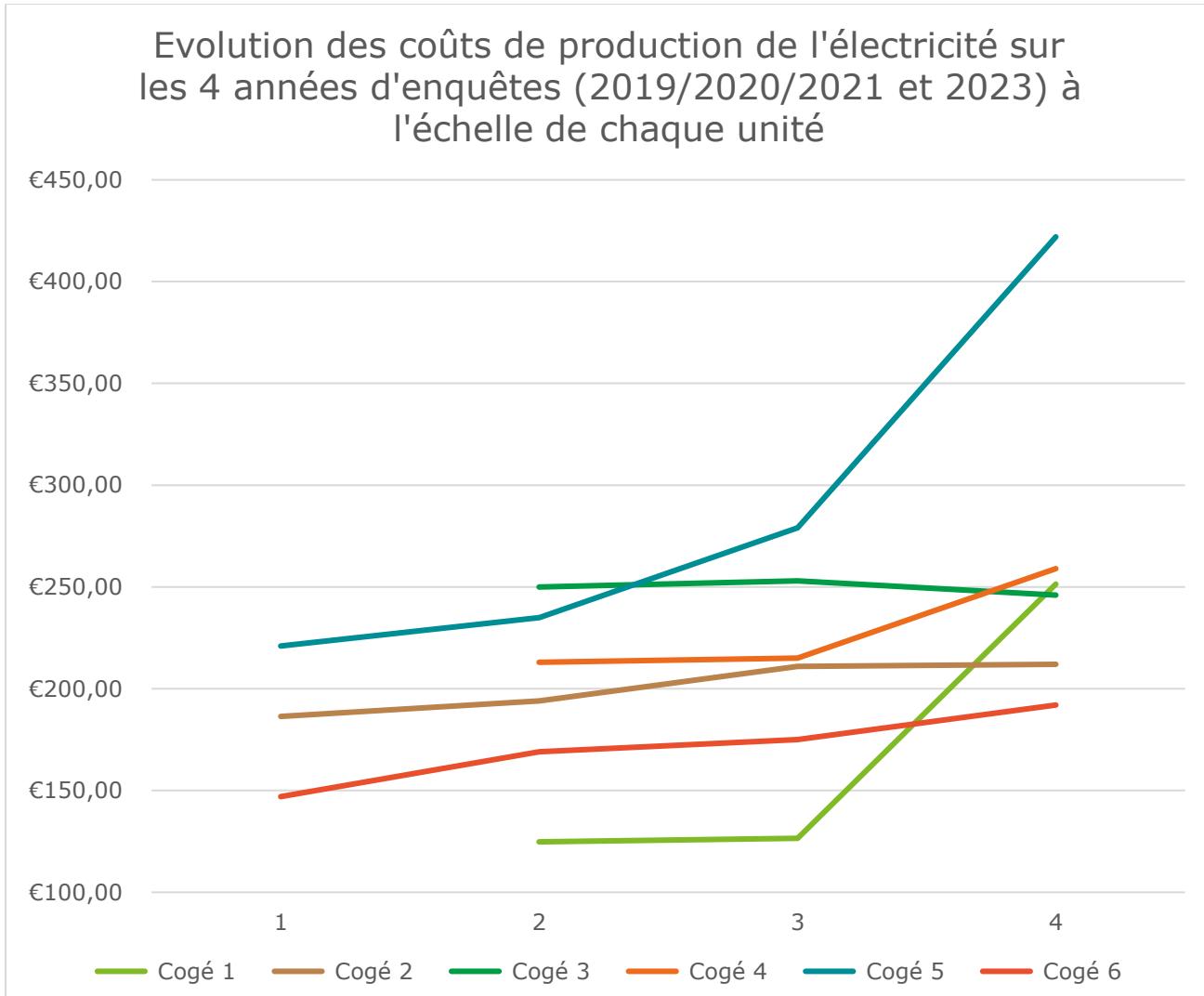
### 6.1. Coût de production de l'énergie

#### 6.1.1. Coût de production de l'électricité

À l'échelle du panel, les résultats 2023 révèlent une hausse significative du coût moyen de production de l'électricité, qui atteint 264 €/MWhé, contre 211 €/Mwhé en moyenne sur la période 2019–2021. Cette évolution marque une augmentation d'environ +25 %, traduisant un alourdissement global des charges de production pour les unités en cogénération.

| Coût de production (en € par Mwhé) | Min.  | Moy.  | Max.  |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| Panel ACSE 2 (2019/2020/2021)      | 126 € | 211 € | 339 € |
| Panel ACSE 3 (2023)                | 192€  | 264 € | 422 € |

Cette tendance se vérifie également à l'échelle individuelle, avec une augmentation généralisée des coûts sur la majorité des sites. Par exemple, les unités Cogé 1 et Cogé 4 voient leur coût de production quasiment doubler entre 2021 et 2023 (respectivement de 126,54 € à 251,42 € et de 215 € à 259 €). Pour d'autres unités comme Cogé 2 et Cogé 3, l'évolution est plus modérée, avec des coûts relativement stables autour de 210 à 250 €/Mwhé.



Un cas particulier doit être nuancé : l'unité Cogé 5, dont le coût de production atteint 422,31€/Mwhé en 2023, soit la valeur la plus élevée du panel. Ce chiffre exceptionnel s'explique par une production d'électricité nettement inférieure au prévisionnel, venant mécaniquement gonfler le ratio entre les charges globales et l'énergie produite. Ce résultat ponctuel ne reflète donc pas nécessairement une dérive structurelle, mais plutôt une sous-performance conjoncturelle.

Afin de mieux cerner les facteurs à l'origine de la hausse du coût de production de l'électricité observée en 2023, une décomposition des charges a été réalisée en distinguant quatre postes : les annuités d'investissement, les coûts globaux d'exploitation, les coûts d'approvisionnement en matières premières (inclus dans les coûts d'exploitation, mais analysés séparément), et les coûts liés au travail.

|  | TOTAL        | Investissement | Exploitation | Exploitation - Approvisionnement | Travail |
|--|--------------|----------------|--------------|----------------------------------|---------|
| <b>Moyenne ACSE 2 (panel entier)</b>               | <b>210 €</b> | 81 €           | 115 €        | 51 €                             | 14 €    |
| <b>Moyenne ACSE 2 (les 6 unités du panel 2023)</b> | <b>196 €</b> | 70 €           | 115 €        | 58 €                             | 11 €    |
| <b>Moyenne ACSE 3</b>                              | <b>264 €</b> | 81 €           | 176 €        | 78 €                             | 8 €     |
| <b>Moyenne ACSE 3 (Soit en %)</b>                  | <b>100%</b>  | 31%            | 67%          | 29%                              | 3%      |

Les résultats montrent que la hausse est principalement portée par les charges d'exploitation, qui atteignent en 2023 une moyenne de 176€/Mwhé, contre 115€/Mwhé dans les enquêtes précédentes (ACSE 2). Cette catégorie représente désormais 67 % du coût total de production, contre 55 % auparavant. Elle inclut notamment les frais de maintenance, d'entretien courant, de suivi, d'analyses, de consommables et de prestations diverses.

Parmi ces coûts d'exploitation, les charges d'approvisionnement en substrats ressortent particulièrement. Bien qu'ils soient intégrés au poste d'exploitation, leur extraction met en lumière une hausse notable, passant de 51€/Mwhé à 78€/Mwhé en moyenne. Cette évolution reflète des tensions accrues sur les gisements.

Enfin, les charges liées à l'investissement (annuités) augmentent également, passant de 70€/Mwhé à 81€/Mwhé en moyenne entre les six unités suivies dans ACSE 2 et ACSE 3. Cette évolution traduit l'effet des réinvestissements récents engagés par certaines unités pour répondre aux nouvelles obligations réglementaires (mise à niveau ICPE, conformité RED II), ou pour renouveler leurs équipements techniques. Ce poste, bien que plus stable historiquement, participe donc aussi à la dynamique haussière du coût total de production.

En résumé, l'augmentation du coût de production de l'électricité est multi-factorielle, mais portée avant tout par une hausse marquée des charges d'exploitation et une remontée des charges d'investissement, dans un contexte d'exigences techniques et réglementaires de plus en plus lourdes.

#### 6.1.2. Coût de production du biométhane

| Coût de production (en € par Mwh PCS livré) | Min. | Moy. | Max. |
|---|------|------|------|
| Panel ACSE 2 (2019/2020/2021)               | 82€  | 99€  | 111€ |
| Panel ACSE 3 (2023)                         | 108€ | 117€ | 123€ |

En 2023, le coût moyen de production du biométhane s'établit à 117€/MWhPCS livré, avec des valeurs comprises entre 108€ et 123€ selon les unités du panel ACSE 3. À titre indicatif, la moyenne observée lors de la précédente enquête (2019–2021) était de 99€/MWhPCS, pour une fourchette allant de 82 à 111€/MWhPCS.

Toutefois, aucune analyse d'évolution individuelle n'a été réalisée sur ce poste, car trois des quatre unités du panel n'avaient qu'une ou deux années de fonctionnement lors de la précédente enquête. Le recul historique n'est donc pas suffisant pour interpréter de manière fiable les éventuelles évolutions de coût au démarrage.

Les résultats 2023 traduisent néanmoins une tendance à la hausse du coût de production, dans un contexte post-crise énergétique marqué par une augmentation généralisée des charges.

|  | TOTAL        | Investissement | Exploitation | Exploitation - Approvisionnement | Travail |
|--|--------------|----------------|--------------|----------------------------------|---------|
| <b>Moyenne ACSE 2 (panel entier)</b>               | <b>92 €</b>  | 30 €           | 56 €         | 21 €                             | 6 €     |
| <b>Moyenne ACSE 2 (les 4 unités du panel 2023)</b> | <b>103 €</b> | 29 €           | 63 €         | 25 €                             | 6 €     |
| <b>Moyenne ACSE 3</b>                              | <b>117 €</b> | 31 €           | 81 €         | 31 €                             | 6 €     |
| <b>Moyenne ACSE 3 (Soit en %)</b>                  | <b>100%</b>  | 26%            | 69%          | 27%                              | 5%      |

Afin de mieux comprendre la hausse du coût de production du biométhane observée en 2023, une analyse détaillée des postes de charges a été réalisée, en distinguant les annuités d'investissement, les charges d'exploitation, les coûts d'approvisionnement (extraits du poste exploitation), et les charges de travail.

En 2023, le coût total de production atteint 117€/MWhPCS, contre 103€ en moyenne pour ces mêmes unités en 2019–2021. Cette augmentation est principalement portée par les charges d'exploitation, qui atteignent 81€/MWhPCS en 2023, contre 63€ auparavant. Elles représentent désormais 69 % du coût total, contre 61 % lors de la précédente enquête.

Parmi ces charges, les coûts d'approvisionnement en substrats passent de 25€ à 31€/MWhPCS, traduisant une hausse des prix d'achat ou de production des matières premières. Mais un autre facteur structurel contribue également à cette augmentation : les unités en injection consomment proportionnellement plus d'électricité que les unités en cogénération, notamment pour le fonctionnement de l'épurateur. Or, les tarifs d'électricité ont fortement augmenté ces dernières années, ce qui alourdit mécaniquement les charges d'exploitation.

Au global, l'évolution du coût de production du biométhane reflète un alourdissement des charges d'exploitation, accentué par la hausse du coût des substrats et de l'électricité, confirmant ainsi la tendance observée sur les postes techniques précédents.

## 6.2. Prix de vente de l'énergie

### 6.2.1. Vente d'électricité

La vente d'électricité est la principale recette des unités en cogénération. Le tarif d'achat est propre à chaque contrat (année de signature, durée, pourcentage d'effluents, etc.). Ce tarif est actualisé chaque année en fonction de deux indices économiques, ce qui permet de tenir compte de l'évolution des coûts de production dans l'industrie.

| Prix de vente moyen<br>(en €/MWhé) | Moyenne ACSE 2 (Panel<br>des 6 unités) | Moyenne ACSE 3 |
|------------------------------------|--|----------------|
|                                    | 211,30 €                               | 227,15€        |

Grâce à cette indexation, le prix moyen de vente est passé de 211,30 €/MWhé livrés (moyenne 2019–2021) à 227,15 €/MWhé en 2023 pour les six unités du panel. Cette hausse reste toutefois modérée au regard de l'augmentation des charges.

### 6.2.2. Vente de biométhane

| Prix de vente moyen<br>(en €/MWh PCS) | Moyenne ACSE 2 (Panel<br>des 4 unités) | Moyenne ACSE 3 |
|---------------------------------------|--|----------------|
|                                       | 114,36 €                               | 123,13 €       |

La vente de biométhane constitue la principale recette des unités en injection. En 2023, le **prix moyen de vente** s'élève à **123,13 €/MWhPCS**, contre **114,36 €** en moyenne sur la période 2019–2021 pour les mêmes unités. Cette légère hausse s'explique par les mécanismes d'indexation prévus dans les contrats d'achat, qui permettent d'ajuster les tarifs en fonction de l'évolution des coûts de production. Néanmoins, cette progression reste **limitée au regard de l'augmentation constatée des charges**, notamment sur les postes d'exploitation et d'approvisionnement.

## 6.3. Marges sur les ventes d'énergie

### 6.3.1. Vente d'électricité

#### 6.3.1.1. Marge brute

La vente d'électricité représente la principale recette des unités de méthanisation en cogénération. Il est donc essentiel d'évaluer la marge brute, c'est-à-dire la différence entre le prix de vente de l'électricité et son coût de production.

| Marge brute sur la vente<br>d'électricité (en €/Mwhé livrés) | Min.      | Moy.     | Max.     |
|--|-----------|----------|----------|
| Moyenne ACSE 2 (panel des 6<br>unités)                       | -50,15 €  | 28,06 €  | 216,34 € |
| Moyenne ACSE 3   | -204,86 € | -36,70 € | 37,40 €  |

Les résultats montrent une dégradation marquée de la marge brute entre les deux périodes étudiées. En moyenne, les six unités du panel affichaient lors des enquêtes ACSE 2 une marge brute positive de 28€/Mwhé livrés, avec des situations allant de -50€ à +216€.

En 2023, cette moyenne devient négative, à -37€/Mwhé livrés, avec une marge allant de -205€ à +37€. Ces résultats révèlent que la majorité des unités produisent désormais leur électricité à perte, du fait d'une hausse marquée des coûts de production, non compensée par la revalorisation du tarif d'achat.

### **6.3.1.2. Mécanisme de rattrapage : coefficient J**

Face à la dégradation marquée des marges des unités de méthanisation en cogénération observée en 2023, l'État a mis en place un dispositif exceptionnel de soutien : le coefficient d'indexation J. Ce mécanisme, introduit par arrêté après la période de nos enquêtes, vise à compenser temporairement l'écart grandissant entre l'évolution réelle des coûts d'exploitation et la revalorisation limitée des tarifs d'achat de l'électricité. Concrètement, le coefficient J s'applique en complément du coefficient d'indexation annuelle classique (L) et permet un ajustement additionnel du tarif d'achat afin de tenir compte, de façon ciblée et rétroactive, des surcoûts subis par la filière entre le 01/07/2022 et le 31/12/2023. Sa mise en œuvre a ainsi été jugée essentielle pour éviter une situation généralisée de production déficitaire et préserver la viabilité économique des installations les plus exposées, en particulier dans le contexte de flambée des charges d'exploitation constatée sur la période étudiée.

Il convient toutefois de préciser que ce dispositif a été décrété ultérieurement à la réalisation de notre panel d'enquêtes : par conséquent, les résultats économiques analysés n'intègrent pas les effets de ce rattrapage tarifaire. L'évaluation présentée reflète donc la situation avant application du coefficient J.

Afin de mieux évaluer l'effet du coefficient J sur les résultats économiques des unités de cogénération, une estimation du montant de rattrapage potentiel a été réalisée pour chaque site enquêté.

Les données utilisées pour ce calcul proviennent directement des informations collectées lors de l'enquête 2023 (quantité d'électricité vendue, tarif de vente observé), mais ne tiennent pas compte du détail précis de chaque contrat (notamment la répartition entre tarif de base, primes et durée de contrat). De plus, les montants réellement perçus au titre du coefficient J n'ont pas été vérifiés individuellement auprès des exploitants.

Les résultats présentés doivent donc être considérés comme des estimations indicatives, visant à donner un ordre de grandeur de l'effet du rattrapage sur les marges brutes unitaires. Le montant de rattrapage a été calculé de manière forfaitaire à partir du volume d'électricité vendu, en appliquant une majoration tarifaire estimée selon les paramètres du coefficient J pour l'année 2023.

Ces résultats permettent de mettre en perspective les marges brutes initialement observées (largement négatives), avec celles corrigées de l'effet du dispositif de soutien, afin d'approcher plus finement la réalité économique des unités en 2023.

| Marge brute sur la vente d'électricité (en €/Mwhé livrés) | Min.      | Moy.     | Max.     |
|---|-----------|----------|----------|
| <b>Moyenne ACSE 2 (panel des 6 unités)</b>                | -50,15 €  | 28,06 €  | 216,34 € |
| <b>Moyenne ACSE 3</b>                                     | -204,86 € | -36,70 € | 37,40 €  |
| <b>Moyenne ACSE 3 avec J</b>                              | -178,81€  | -9,44€   | 65,01€   |

L'intégration d'une estimation du rattrapage permis par le coefficient J permet d'observer une amélioration des marges brutes sur la vente d'électricité pour toutes les unités du panel. En moyenne, la marge brute passe ainsi de -36,70€/Mwhé livrés (sans rattrapage) à -9,44€/Mwhé avec l'estimation du coefficient J. La valeur maximale s'élève à 65,01€/Mwhé, contre 37,40€ auparavant, traduisant un gain appréciable pour certaines unités. Toutefois, la marge brute minimale reste très fortement déficitaire (-178,81€/Mwhé), et la moyenne du panel demeure négative.

Ces résultats montrent que si le coefficient J atténue significativement les pertes, il ne suffit pas à rétablir un équilibre économique sur l'ensemble des unités de cogénération. La hausse des coûts de production observée en 2023 reste supérieure au rattrapage tarifaire permis par ce mécanisme ponctuel. Le soutien reste donc partiel et temporaire, et ne compense pas structurellement l'écart entre charges et recettes constaté cette année-là.

#### 6.3.1.3. Comparaison des résultats 2023 aux tests de sensibilité réalisés en 2022

Dans le cadre des enquêtes ACSE 2 (résultats 2019 à 2021), des tests de sensibilité avaient été menés pour anticiper les effets de la conjoncture sur les unités de méthanisation. L'objectif était d'estimer l'impact de hausses de charges sur les marges, en simulant des scénarios de +20 % sur le prix des substrats combinés à des hausses de +50 %, +100 % et +200 % sur le prix de l'électricité. Ces projections montraient déjà une forte sensibilité économique des unités : dans le scénario le plus extrême (substrats +20 % et électricité +200 %), la marge brute moyenne chutait à -26€/MWhé.

Tableau 4 : ACSE 2 Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en cogénération

| € par MWh                             | Produits | Charges | Evol/enq | Marge | Evol/enq |
|---------------------------------------|----------|---------|----------|-------|----------|
| Substrat + 20%<br>Électricité + 50 %  | 210 €    | 225 €   | 7%       | - 1 € | - 4%     |
| Substrat + 20%<br>Électricité + 100 % | 210 €    | 229 €   | 8%       | -18 € | - 63%    |
| Substrat + 20%<br>Électricité + 200 % | 210 €    | 236 €   | 12%      | -26 € | - 90%    |

En 2023, les résultats réellement observés sont encore plus défavorables. La marge brute moyenne sur les six unités du panel ACSE 3 atteint -36,70 €/MWhé, soit un niveau inférieur au pire scénario modélisé en ACSE 2. Même après prise en compte du rattrapage estimé via le coefficient J, la marge moyenne reste négative -9,44 €/MWhé.

Lors des tests de sensibilité réalisés dans ACSE 2, l'accent avait été mis sur les hausses attendues du coût de l'électricité et des substrats, identifiés comme les principaux postes sensibles. Cependant, les résultats de 2023 montrent que les charges de maintenance, alors sous-estimées voire négligées dans les simulations initiales, ont également connu une hausse significative et constituent désormais un facteur important de dégradation des résultats économiques. Les évolutions observées traduisent ainsi une détérioration plus large que prévu, affectant plusieurs postes de charges et fragilisant durablement l'équilibre des unités.

Ainsi, les tests de sensibilité menés dans ACSE 2 ont permis d'anticiper les vulnérabilités du modèle, mais la réalité conjoncturelle rencontrée depuis 2022 s'est révélée plus brutale encore que les pires scénarios envisagés à l'époque. Sans le mécanisme correctif du coefficient J, les résultats seraient encore plus alarmants.

### 6.3.2. Vente de biométhane

#### 6.3.2.1. Marge brute

| Marge brute moyenne<br>(en €/MWh PCS) | Moyenne ACSE 2 (Panel<br>total) | Moyenne ACSE 3 |
|---------------------------------------|---------------------------------|----------------|
|                                       | 18 €                            | 6 €            |

En 2023, la marge brute moyenne des unités en injection s'établit à 6 €/MWhPCS, contre 18 € en moyenne pour le panel complet ACSE 2 sur la période 2019–2021. Cette comparaison est faite avec l'ensemble du panel historique, car les quatre unités du panel ACSE 3 ne disposaient pas encore d'un fonctionnement stabilisé lors des précédentes enquêtes. Le résultat 2023 met en évidence une forte érosion de la marge brute, principalement liée à l'augmentation marquée des charges d'exploitation, qui n'a été que partiellement compensée par la hausse du tarif de vente.

#### 6.3.2.2. Comparaison des résultats 2023 aux tests de sensibilité réalisés en 2022

Les tests de sensibilité menés dans le cadre d'ACSE 2 avaient également simulé l'impact de hausses de charges pour les unités en injection, en combinant une hausse de +20 % du coût des substrats avec des augmentations progressives du prix de l'électricité (+50 %, +100 % et +200 %). Ces scénarios montraient une dégradation progressive de la marge brute, qui chutait de 9 €/MWh PCS à -2 €/MWh PCS dans le scénario le plus défavorable, avec une évolution négative de la marge pouvant atteindre -114 %.

Tableau 5 : ACSE 2 Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en injection

| € par MWh PCS                      | Produits | Charges | Evol/enq | Marge | Evol/enq |
|------------------------------------|----------|---------|----------|-------|----------|
| Substrat + 20% Électricité + 50 %  | 116 €    | 107 €   | 9%       | 9 €   | -50%     |
| Substrat + 20% Électricité + 100 % | 116 €    | 110 €   | 13%      | 5 €   | -71%     |
| Substrat + 20% Électricité + 200 % | 116 €    | 118 €   | 20%      | -2 €  | -114%    |

En 2023, la marge brute moyenne observée sur les unités ACSE 3 en injection s'élève à 6 €/MWh PCS, un niveau très proche de ce scénario intermédiaire. Ce résultat suggère que les hausses de charges réellement subies par les unités ont été d'une ampleur comparable à celles modélisées dans ce scénario, confirmant la pertinence des hypothèses retenues à l'époque.

Toutefois, comme pour les unités en cogénération, d'autres postes de charges initialement négligés dans les simulations – notamment les coûts de maintenance – ont aussi fortement contribué à la dégradation des marges. Ainsi, si les tests de sensibilité d'ACSE 2 ont bien permis d'anticiper certaines vulnérabilités du modèle économique, les résultats 2023 confirment une tension durable sur les équilibres financiers des unités en injection.

## 6.4. DSCR

Ce ratio est fréquemment utilisé par les banques pour savoir si une entreprise à la capacité de produire une marge d'exploitation suffisante pour couvrir ses annuités d'emprunt. Il se calcule par la formule suivante :

$$DSCR = \frac{\text{Excédent Brut d'Exploitation}}{\text{Capital} + \text{Intérêt}}$$

Le DSCR calculé par l'enquête PROdige est standardisé du fait des règles appliquées pour le calcul des annuités (cf. Annexe).

### 6.4.1. Unités en cogénération

| Tx de recouvrement de dette (Recette totale) | Min.         | Moy. | Max. |
|--|--------------|------|------|
| <b>ACSE 2 (total)</b>                        | 34%          | 115% | 244% |
| <b>ACSE 2 (panel 6 unités)</b>               | 51%          | 139% | 254% |
| <b>ACSE 3</b>                                | <b>-330%</b> | 32%  | 140% |
| <b>ACSE 3 avec rattrapage coef. J</b>        | <b>-275%</b> | 68%  | 170% |

L'analyse du DSCR sur les unités en cogénération enquêtées en 2023 confirme une forte dégradation de la capacité de remboursement, en rupture nette avec les résultats des enquêtes précédentes. En moyenne, les unités du panel 2023 n'atteignent que 32 % de couverture des annuités, bien en dessous du seuil de viabilité généralement admis (130 %). Dans certains cas extrêmes, le ratio devient même négatif (-330 %), traduisant une situation de déséquilibre économique majeur.

L'introduction du coefficient J, bien qu'elle constitue une aide importante, ne suffit pas à rétablir une situation saine. Avec le rattrapage estimé, le DSCR moyen remonte à 68 %, et le maximum atteint 170 %. Cependant, la moyenne reste très inférieure aux exigences bancaires, et la moitié des unités demeurent dans une situation de sous-recouvrement. Ces résultats confirment que même corrigée du rattrapage tarifaire, l'année 2023 reste économiquement difficile pour les unités en cogénération.

Cette situation met en évidence la fragilité structurelle du modèle économique actuel, exposé à une hausse des charges plus rapide que celle des recettes, malgré les ajustements tarifaires ponctuels. Elle interroge sur la capacité des unités à faire face aux prochaines échéances financières et à engager des investissements futurs, notamment pour la mise en conformité réglementaire.

#### 6.4.2. Unités en injection

| Tx de recouvrement de dette (Recette totale) | Min.        | Moy. | Max. |
|--|-------------|------|------|
| <b>ACSE 2 (total)</b>                        | 103%        | 153% | 197% |
| <b>ACSE 2 (panel 4 unités)</b>               | 103%        | 144% | 269% |
| <b>ACSE 3</b>                                | <b>-91%</b> | 122% | 164% |

L'analyse du DSCR sur les unités en injection enquêtées en 2023 révèle une dégradation par rapport aux résultats d'ACSE 2, bien que moins marquée que pour les unités en cogénération. En moyenne, les quatre unités du panel atteignent un taux de couverture des annuités de 122 %, contre 144 % pour le même panel sur la période 2019-2021. Ce niveau reste en dessous de la marge de sécurité généralement exigée par les établissements bancaires (environ 130 %).

La dispersion des situations est notable : dans le cas le plus défavorable, le DSCR est négatif (-91 %), traduisant une incapacité à couvrir les échéances d'emprunt à partir de la marge d'exploitation. À l'inverse, la meilleure performance du panel atteint 164 %, offrant une capacité de remboursement plus confortable.

Ces résultats mettent en évidence que, même si la moyenne du panel reste proche des niveaux acceptables, une partie des unités en injection présente une fragilité financière réelle. La hausse des charges observée en 2023, conjuguée à une revalorisation insuffisante des recettes, explique en grande partie cette baisse du DSCR et pourrait limiter la capacité d'autofinancement des projets à court et moyen terme.

## 6.5. Conclusion sur les résultats technico-économiques des unités enquêtées

L'analyse des données 2023 met en évidence une dégradation généralisée des indicateurs économiques pour l'ensemble des unités étudiées, avec une intensité plus marquée pour la cogénération que pour l'injection. Les coûts de production, qu'il s'agisse d'électricité ou de biométhane, enregistrent une hausse sensible, principalement portée par l'augmentation des charges d'exploitation – en particulier les frais de maintenance, les coûts d'approvisionnement en substrats et la consommation énergétique – ainsi que par la remontée des charges d'investissement liées aux mises en conformité réglementaires et au renouvellement des équipements.

Parallèlement, les prix de vente, bien qu'indexés, n'ont pas progressé au rythme des charges, entraînant une contraction significative des marges brutes. En cogénération, la marge moyenne devient négative, atteignant même des niveaux inférieurs aux pires scénarios modélisés dans ACSE 2, tandis que l'injection, bien que moins touchée, voit également ses marges se rapprocher des scénarios dégradés anticipés lors des tests de sensibilité.

Le mécanisme exceptionnel de rattrapage via le coefficient J a permis d'atténuer partiellement les pertes sur l'électricité, mais reste insuffisant pour rétablir un équilibre économique durable. Les résultats du DSCR confirment cette tension : la capacité de remboursement des annuités se dégrade nettement, avec des ratios souvent inférieurs aux seuils de viabilité financière, en particulier pour la cogénération où plusieurs unités présentent des valeurs négatives.

Dans ce contexte, la combinaison de charges croissantes, de revenus sous-indexés et d'exigences réglementaires renforcées fragilise la soutenabilité financière des projets. Elle incite à repenser les modèles économiques, qu'il s'agisse d'optimiser les postes de charges, de sécuriser les revenus ou, pour certaines unités, d'envisager une évolution technologique ou contractuelle.

## 7. CONCLUSION GLOBALE DE L'ENQUETE

Cette troisième campagne d'enquêtes technico-économiques, menée sur un panel resserré de 10 unités déjà suivies dans le cadre d'ACSE 2, prolonge le travail initié entre 2019 et 2021. L'approche adoptée permet d'évaluer l'évolution de la filière méthanisation du Grand Est dans un contexte marqué par la sortie de crise énergétique, l'augmentation des charges d'exploitation et la mise en œuvre de nouvelles exigences réglementaires (arrêté ICPE révisé, directive RED II).

Sur le plan technique, la filière montre une maturité contrastée : les unités en injection maintiennent des durées de fonctionnement proches du maximum théorique et améliorent leur indice de productivité, traduisant une bonne maîtrise des procédés. À l'inverse, les unités en cogénération affichent des résultats plus hétérogènes, sensibles aux aléas techniques, avec des arrêts qui impactent directement la production et la rentabilité. Les approvisionnements restent majoritairement internes aux exploitations, mais le coût des substrats connaît une hausse marquée, commune aux deux modes de valorisation.

Les impacts réglementaires sont significatifs : toutes les unités doivent engager des travaux de mise en conformité ICPE, avec un investissement moyen estimé à 150 000 €, souvent concentré sur la couverture des stockages. Pour les sites soumis à la directive RED II, la contrainte est autant organisationnelle que financière, avec des charges fixes incompressibles et des restrictions sur certains intrants. Ces obligations ne sont assorties d'aucune contrepartie financière directe, accentuant la pression sur les modèles économiques.

Sur le plan économique, 2023 marque une dégradation généralisée des indicateurs par rapport à la période étudiée dans ACSE 2. Les coûts de production, qu'il s'agisse d'électricité ou de biométhane, augmentent fortement sous l'effet cumulé de la hausse des charges d'exploitation (maintenance, approvisionnement, énergie) et du renforcement des investissements. Les prix de vente, bien qu'indexés, n'évoluent pas assez rapidement pour compenser ces hausses. En cogénération, la marge brute devient négative en moyenne, atteignant des niveaux inférieurs aux pires scénarios simulés lors d'ACSE 2. En injection, les marges restent positives mais fortement érodées. Le coefficient J a permis d'atténuer ponctuellement les pertes des cogénérations, sans rétablir un équilibre durable.

Les ratios de capacité de remboursement (DSCR) confirment cette tension : en moyenne, les unités en cogénération n'atteignent pas le seuil de viabilité de 130 % et plusieurs présentent des valeurs négatives. Les unités en injection se situent dans une zone plus proche de l'équilibre, mais avec des disparités marquées et une tendance à la baisse par rapport à ACSE 2.

## 8. EVOLUTIONS TENDANCIELLES DEPUIS 2023

### 8.1. Unités en cogénération

L'année 2023 a constitué un exercice particulièrement difficile pour de nombreuses unités en cogénération. La hausse généralisée des charges, non compensée par l'évolution des prix de vente de l'électricité, a fortement dégradé la rentabilité. Les sites qui s'en sortent le mieux sont souvent ceux bénéficiant de revenus complémentaires, tels que la valorisation de chaleur ou des redevances liées à des déchets spécifiques. Parallèlement, les obligations réglementaires issues des évolutions de l'arrêté ICPE ont contraint les exploitants à engager de nouveaux investissements, souvent lourds à porter pour des structures dont les marges sont déjà très réduites.

Dans ce contexte, le ratrapage tarifaire permis par le coefficient J a constitué une véritable bouffée d'oxygène, permettant à certaines unités d'assurer leur pérennité sur l'année. Toutefois, depuis 2023, l'amélioration attendue ne s'est pas confirmée : si les coûts de l'énergie ont reculé, les charges de maintenance sont restées élevées et continuent de peser sur les résultats.

La filière ressent également une fracture croissante avec l'injection, aujourd'hui perçue comme la filière de référence pour la production de gaz vert. Outre cette reconnaissance institutionnelle, les écarts de rentabilité entre les deux modèles se creusent : les unités en injection affichent, en moyenne, des résultats économiques plus favorables, renforçant l'attractivité de ce mode de valorisation. Dans ce contexte, les exploitations les plus anciennes, voyant approcher la fin de leur contrat de vente d'électricité, s'interrogent sur l'avenir de leur unité et envisagent une reconversion vers l'injection. Ce constat ne se limite pas aux sites en fin de contrat : certaines installations récentes envisagent même de rompre leur engagement actuel pour basculer vers ce modèle, jugé plus pérenne. Toutefois, ces options ne sont réalistes que pour les unités situées à proximité d'un réseau ou de sites voisins déjà injecteurs, laissant planer une incertitude sur l'avenir économique des installations isolées et éloignées des infrastructures de raccordement.

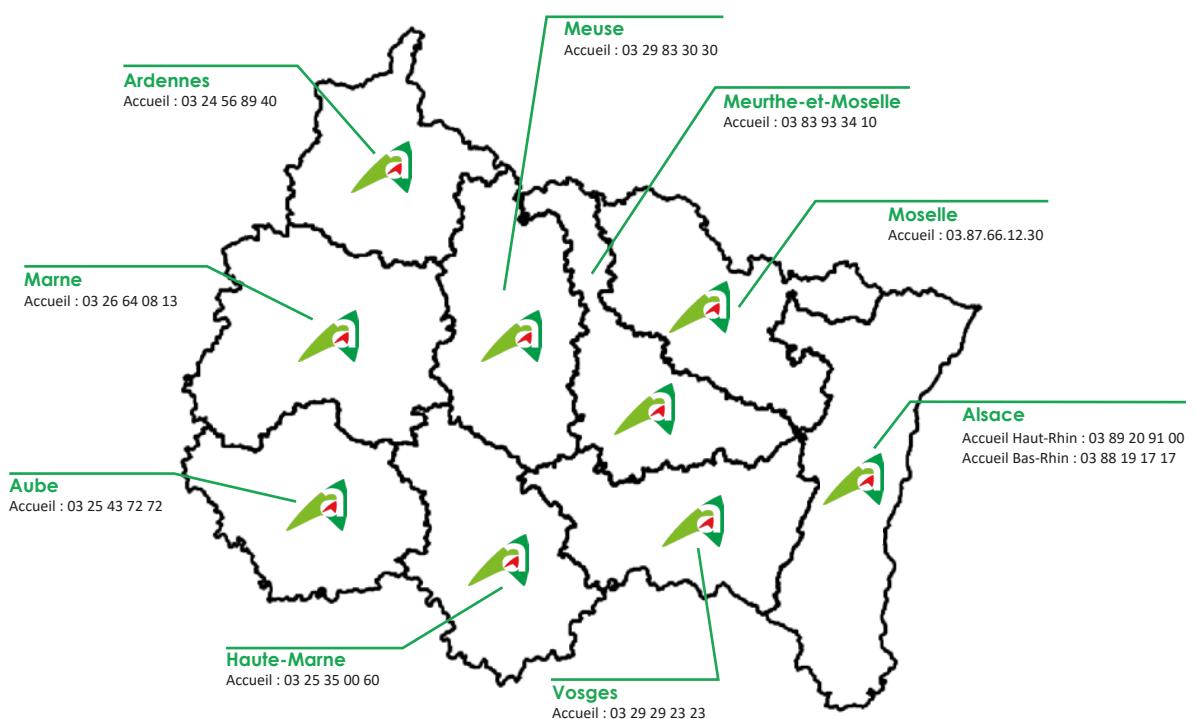
## 8.2. Unités en injection

Les unités en injection ont elles aussi subi une hausse marquée de leurs charges d'exploitation en 2023. Toutefois, leurs résultats globalement plus favorables que ceux de la cogénération leur ont permis, pour la plupart, d'absorber ces augmentations, en particulier la flambée du coût de l'électricité. Ce poste représente la principale source de hausse, les procédés d'épuration et de compression du biométhane étant particulièrement gourmands en énergie, rendant les unités en injection plus dépendantes de l'électricité que les installations en cogénération à puissance comparable.

La filière injection présente aujourd'hui une certaine stabilité au regard des indicateurs technico-économiques, mais reste confrontée à des postes de charges conséquents, notamment les investissements nécessaires à la mise en conformité avec les évolutions de l'arrêté ICPE. Pour les sites soumis à la directive RED II, l'impact est encore plus marqué : les contraintes administratives supplémentaires mobilisent du personnel ou du temps de gérance supplémentaire, et certains intrants ou co-produits historiquement utilisés ne répondent plus aux exigences de certification.

Ces effets induisent des distorsions au sein même de la filière, entre unités concernées et non concernées par la RED II, qu'elles soient en injection ou en cogénération. À terme, ces disparités pourraient accentuer les écarts de performance et de compétitivité entre exploit.

# Mes contacts en Grand Est



[www.grandest.chambre-agriculture.fr](http://www.grandest.chambre-agriculture.fr)

