

Etude sur l'opportunité d'injection en fin de contrat de cogénération

Rapport final

Simon METIVIER, Marine CORDELIER

18/06/2024



Contexte et objectif de l'étude

Les premières installations de méthanisation construites en France, valorisant leur biogaz par cogénération, bénéficient de tarifs d'achat de l'électricité datant de 2002. Initialement prévu pour une durée de 15 ans, le contrat d'achat est valable depuis 2017 pour 140 000 h (BG11 et BG16). Les premières unités vont donc rapidement arriver au bout de leur contrat d'achat.

Par ailleurs, un objectif de 40 TWh de capacité installée en biométhane injecté est prévu à fin 2030 par les opérateurs de réseaux, soit l'équivalent de 10% de la consommation française. Pour atteindre ces objectifs, une partie des installations arrivant en fin de contrat d'achat cogénération pourrait basculer en injection. Au-delà d'éventuelles conversions d'unités en cogénération vers le biométhane injecté, il existe plusieurs possibilités de valorisation pour le producteur de pérenniser son installation et ainsi participer à la décarbonation de l'énergie en France.

L'objet de cette étude est de proposer des solutions, techniques, économiques et réglementaires pour pérenniser ces installations et de calculer le coût de vente de l'énergie pour pérenniser les installations.



Sommaire

Etat des lieux

L'analyse juridique

Situation en Allemagne, Autriche et Italie

Les scénarios

Impact GES

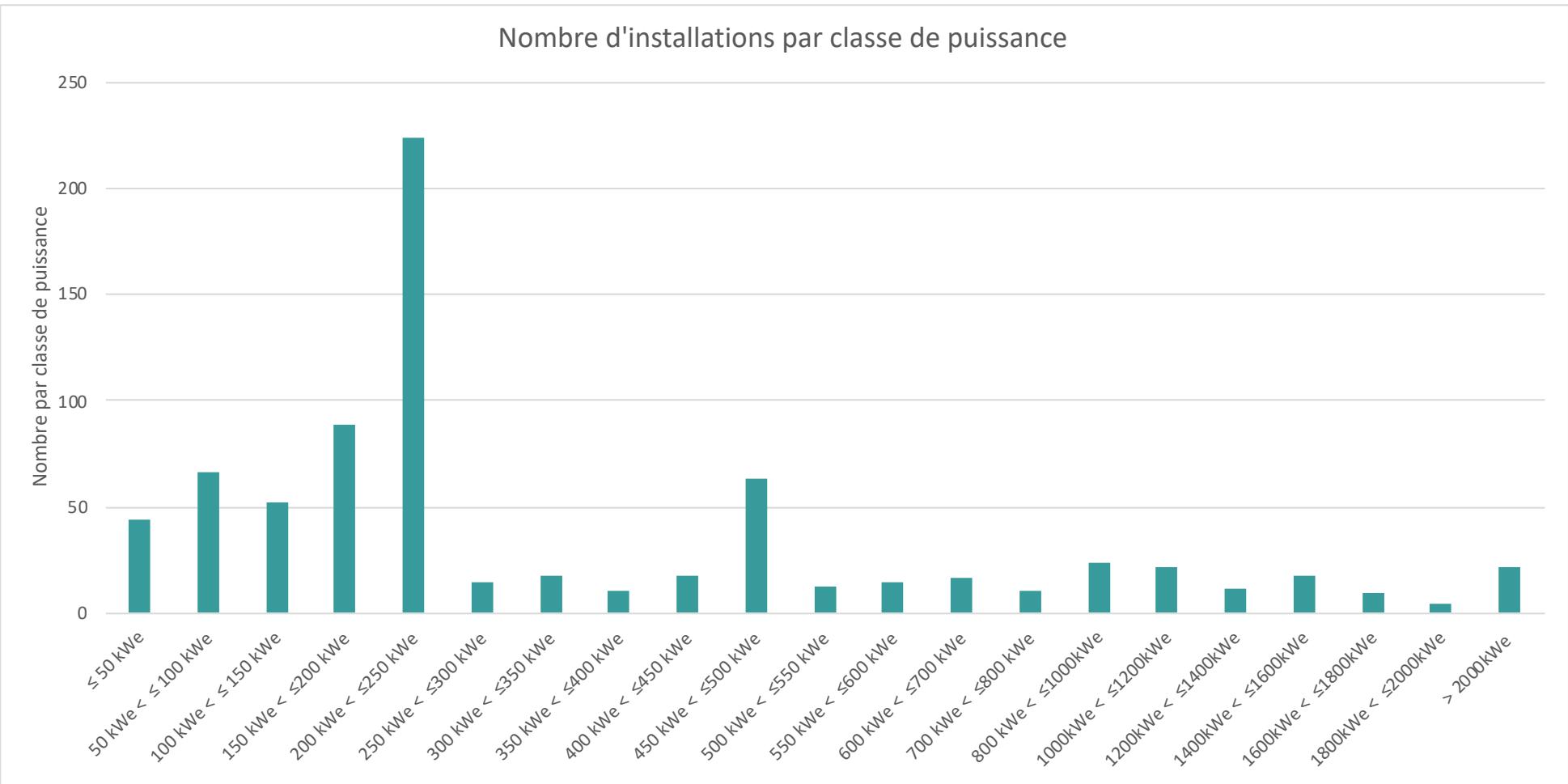


Etat des lieux

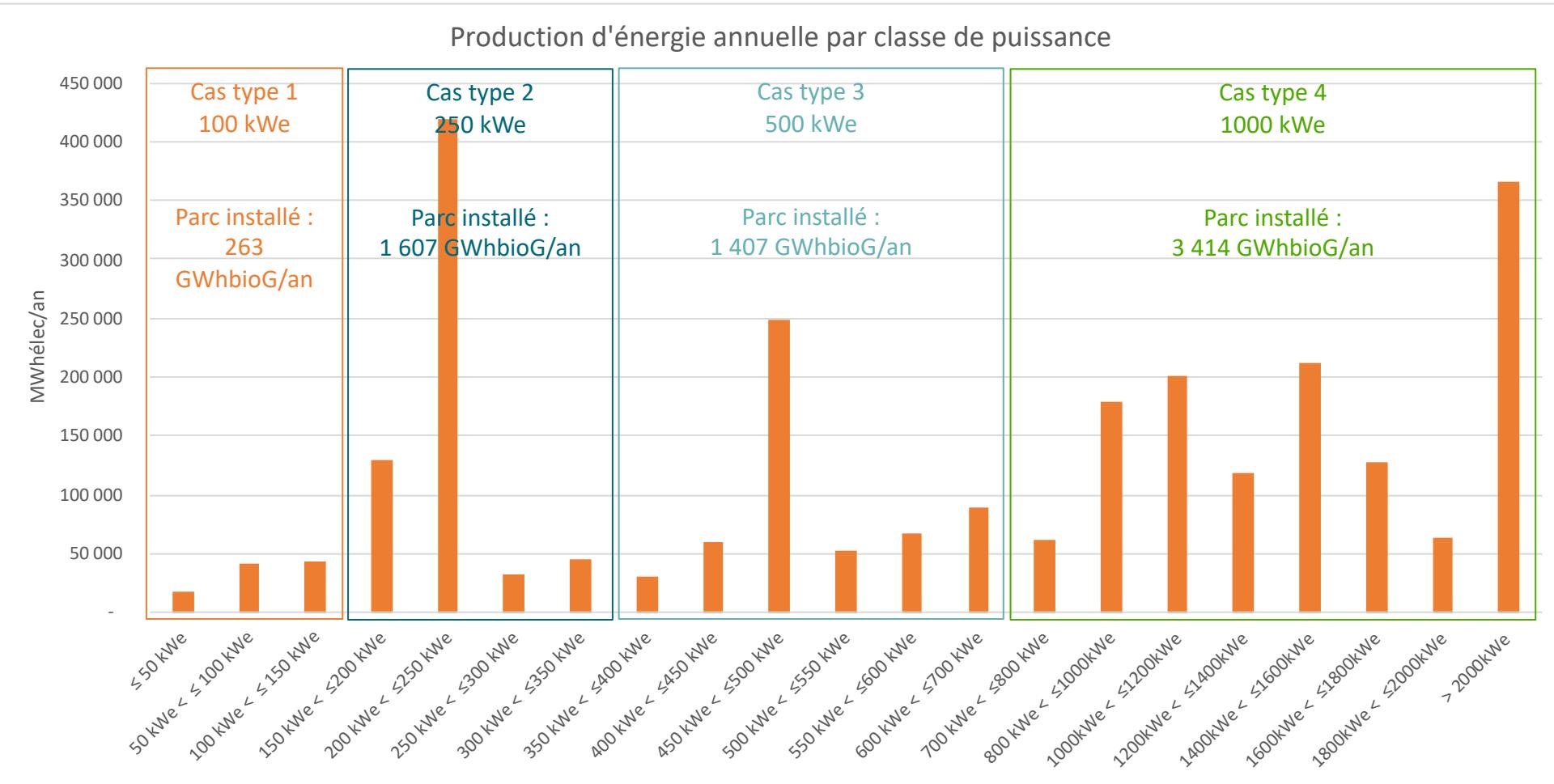
1. Taille
2. Intrants
3. Distance au réseau de gaz

Etat des lieux - puissance installée du parc existant

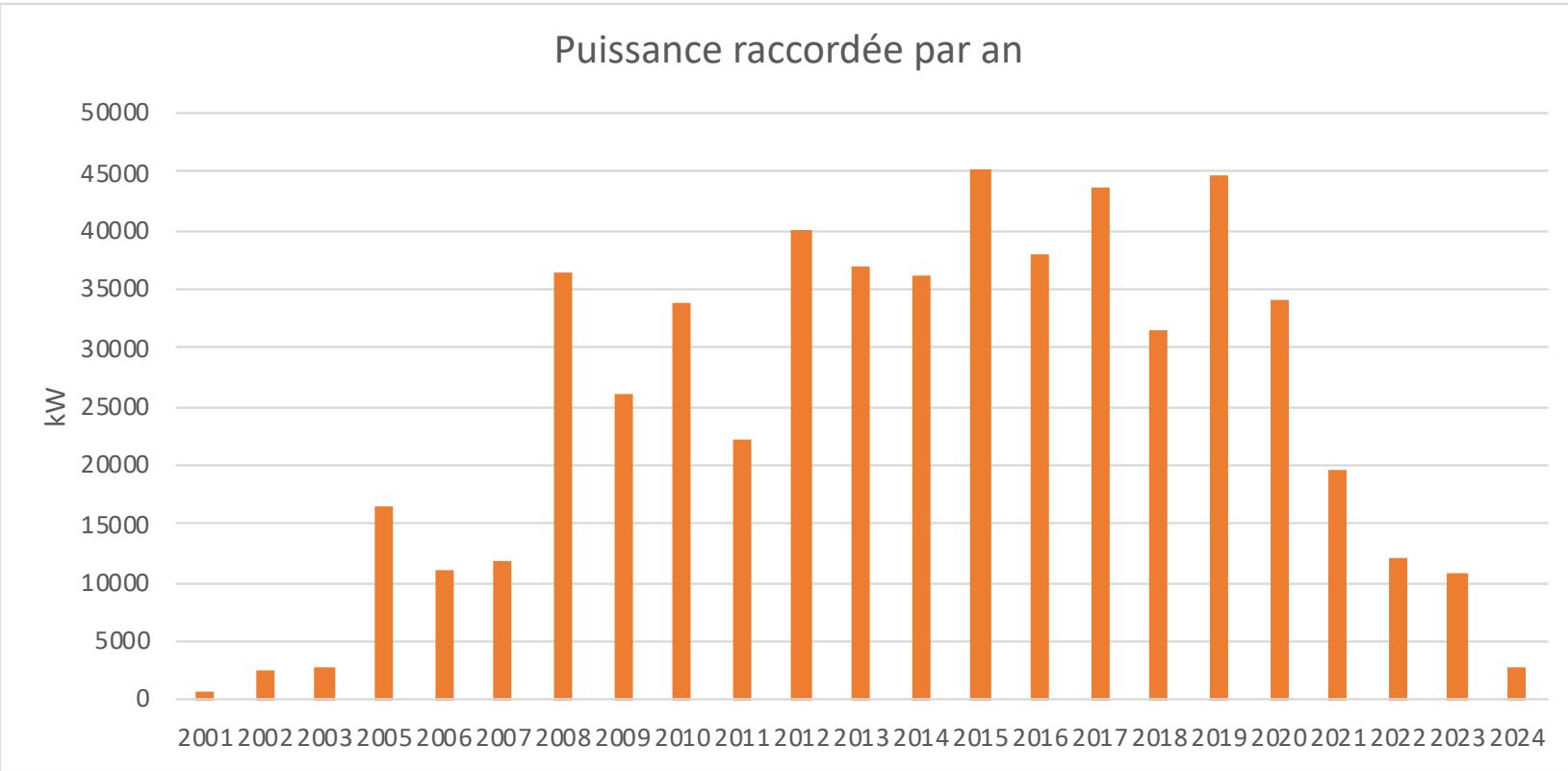
Les données présentées sont issues de ODRE (open data réseaux énergies). Un traitement a été réalisé pour supprimer les installations de type STEP et ISDND.



Etat des lieux - Energie produite par le parc existant



Etat des lieux - Puissance raccordée par année



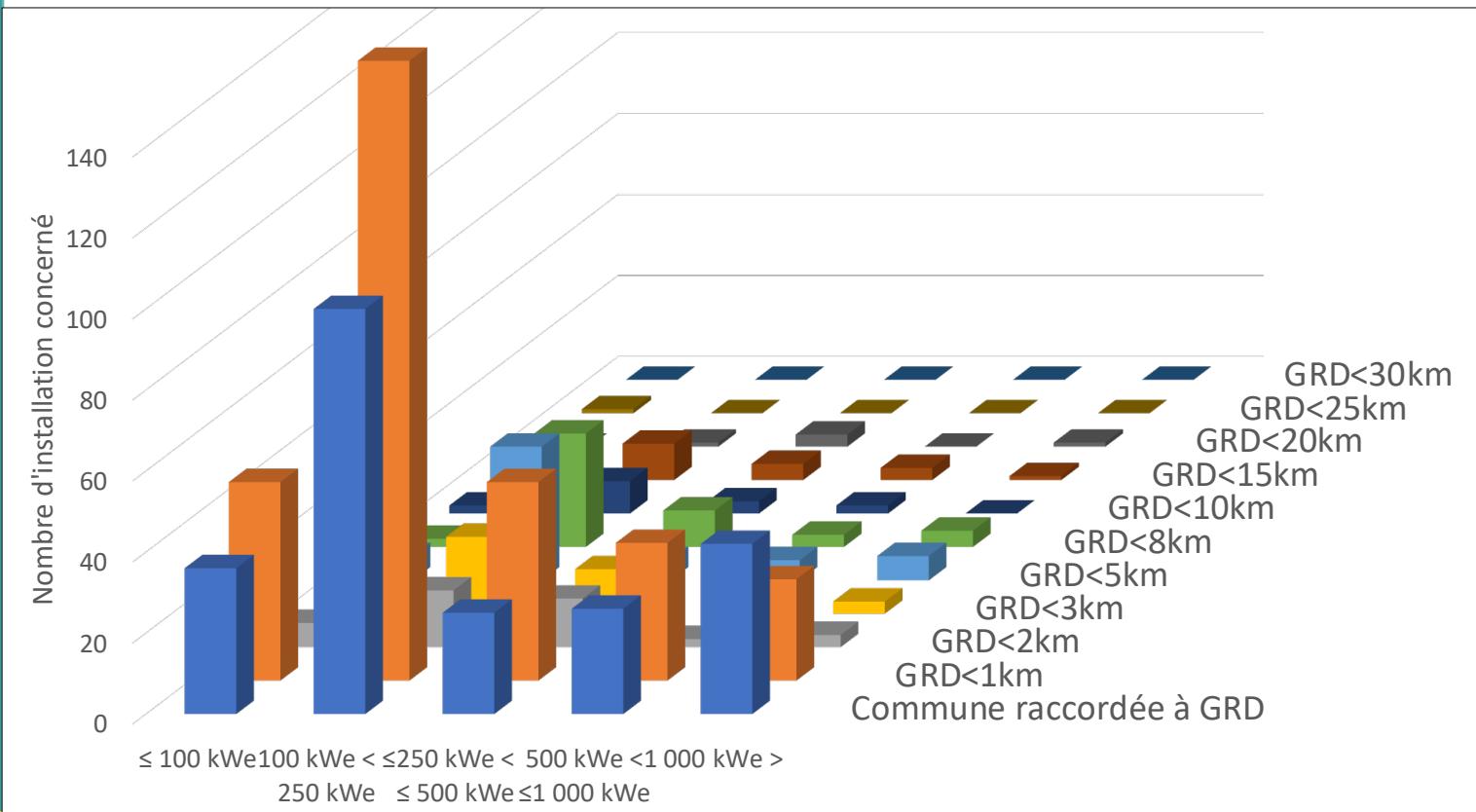
Les contrats actuels étant signés pour 20 ans, les premières installations arrivent à échéance très rapidement. D'ici 2025, l'équivalent de 5% de la puissance installée arrivera à échéance et l'équivalent de 12% dès 2028.

Il est important pour ces installations d'avoir une visibilité sur les possibilités post-contractuelle.

Etat des lieux - Distance au réseau de distribution (gaz)

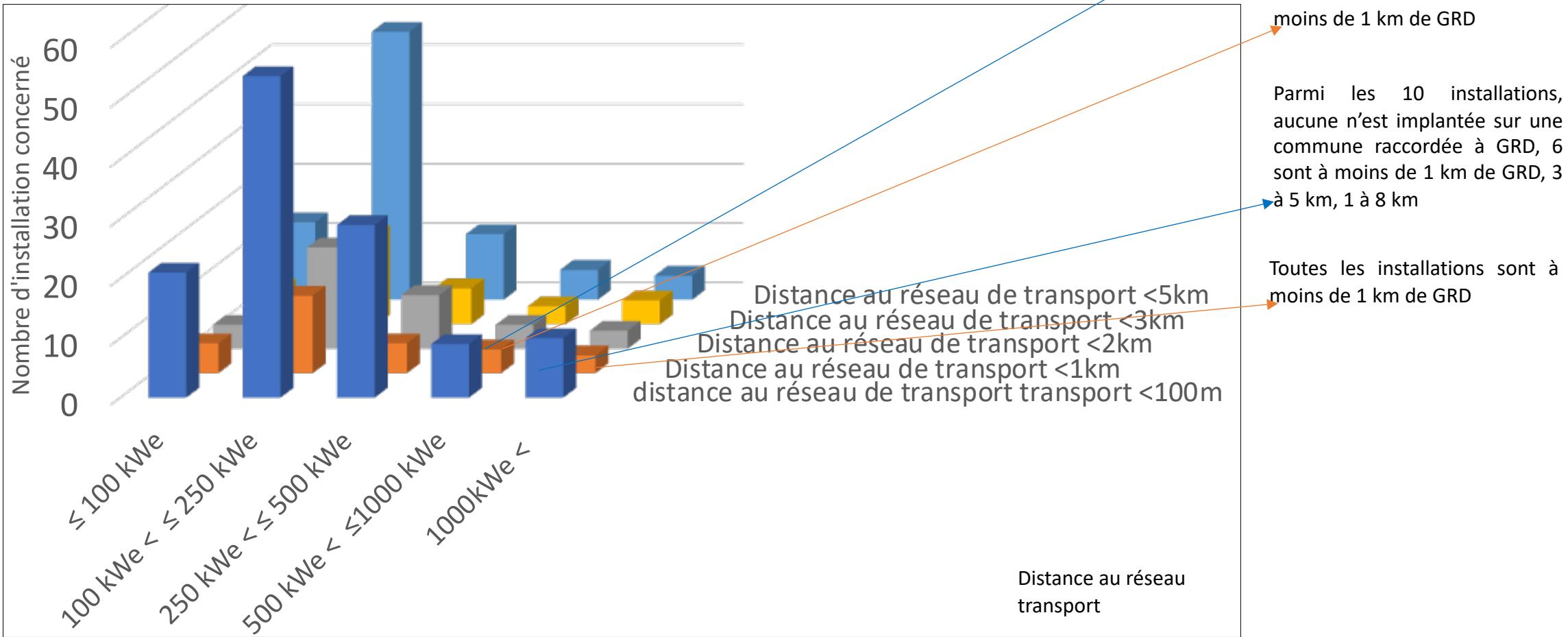
Sur la base de données cartographiques, la distance entre les installations et les réseaux de gaz ont été calculées. Les bases de données d'open data ne géo-référencent pas les unités, seule la commune est accessible, de même pour les réseaux de distribution seule leur présence dans la commune est disponible. Les réseaux de transport sont géo-référencés. Les résultats présentés indiquent donc la distance entre la commune et le réseau mesurée à vol d'oiseau. Ces informations ne présument de la capacité du réseau à accueillir du biométhane.

Distance au réseau de distribution



88 % des unités sont situées sur une commune à moins de 5km de distance d'une commune raccordé au réseau de distribution

Etat des lieux - Distance au réseau de transport (gaz)



Etat des lieux - proximité

Certaines installations sont installées à proximité les unes des autres, le tableau ci-dessous indique le nombre d'EPCI (Etablissement Public de Coopération Intercommunale*) qui possèdent plusieurs unités et le nombre d'unité par EPCI.

| Nombre d'installations/EPCI | Nombre EPCI concernées |
|-----------------------------|------------------------|
| 1 | 221 |
| 2 | 96 |
| 3 | 45 |
| 4 | 14 |
| 5 | 8 |
| 6 | 2 |
| 7 | 5 |
| 8 | 2 |
| 9 | 4 |
| 14 | 1 |



Revue européenne de sur la fin des mécanismes de soutien de la cogénération biogaz

1. Allemagne
2. Autriche
3. Italie

Allemagne



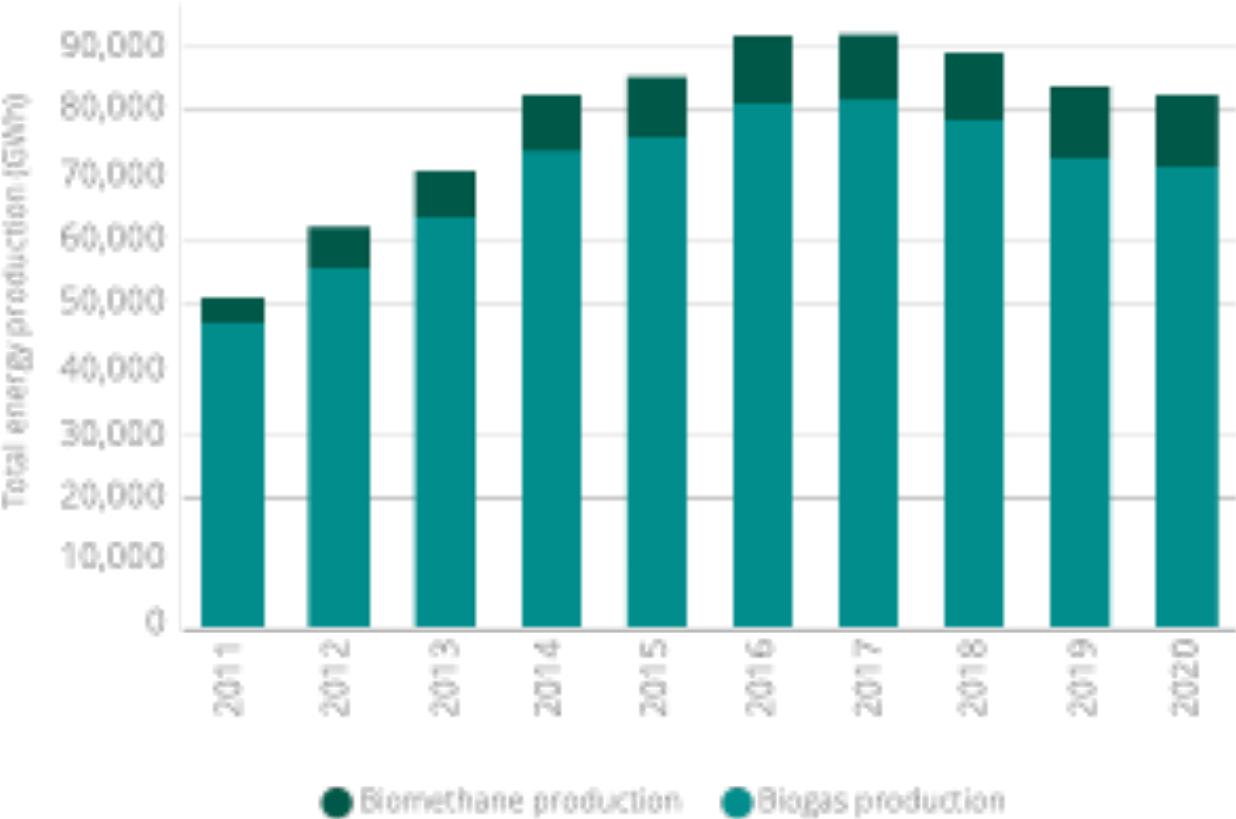


Filière biogaz

Plus de 80 TWh de biogaz (plus de 40% de la production européenne) dont 11 de biométhane.

Environ 11 000 méthaniseurs en fonctionnement

L'Allemagne reste de loin, le plus gros producteur de biogaz en Europe, mais son marché est en déclin.



Source : EBA

Filière cogénération

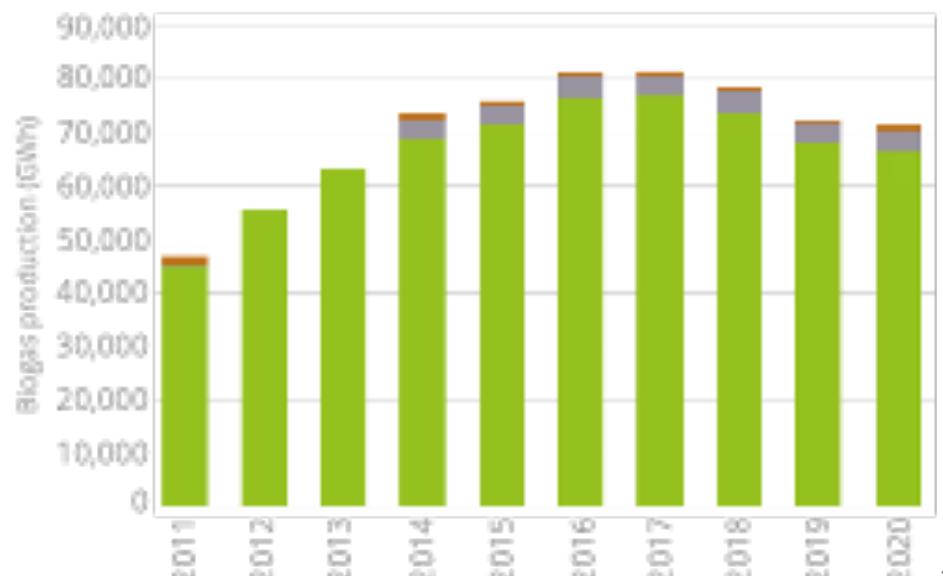
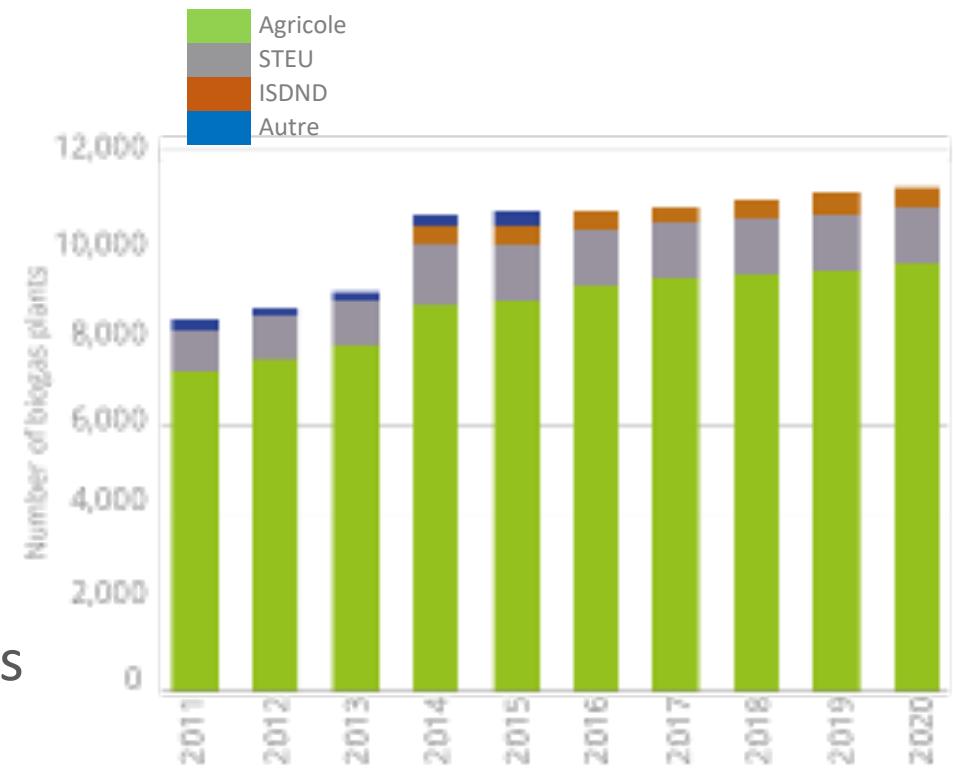
Mécanismes de soutien ont démarré en 1991
(tarif d'achat)

Depuis 2014 fort ralentissement du marché :

- Baisse du mécanisme de soutien
- Baisse des rémunérations via le marché

Mécanisme marché + prime et appel d'offre mis en place progressivement depuis 2012

Incitation à la flexibilité depuis 2012

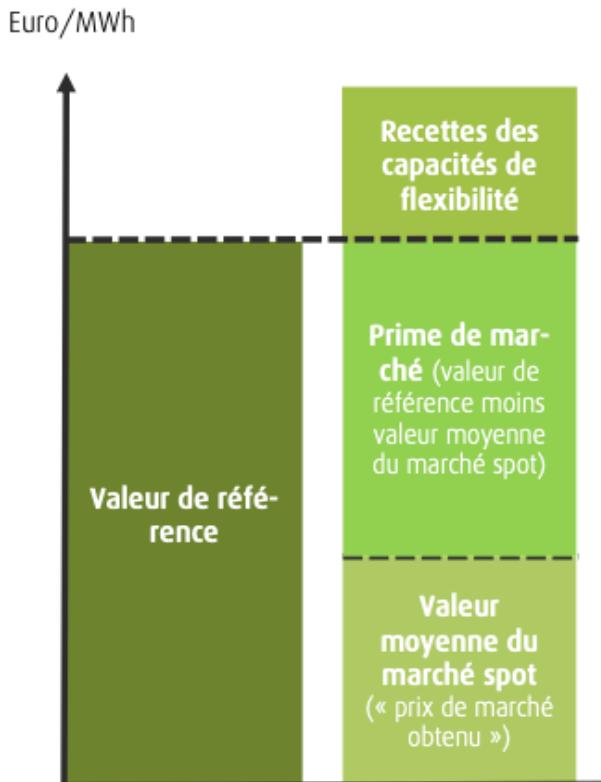


Source : EBA

Mécanisme actuel cogénération

Mécanisme de soutien par appel d'offre défini par EEG2021

- Rémunération garantie : Marché + prime
 - Nouvelles installations : plafond rémunération 164€/MWh el, sur 20 ans
 - Installations existantes : plafond 184€/MWh el, sur 10 ans
- Volume annuel autorisé 750 MWe/an
- Prime flexibilité : 65€/kWe/an (permet de payer la surcapacité cogénération et stockage biogaz)
- Contrainte durabilité : Culture énergétique < 40%
- Rémunération de l'exploitant :
 - Vente de l'électricité sur le marché (qui peut être supérieur à la moyenne du marché spot si valorisation sur les heures de pointe)
 - Vente de la chaleur
 - Prime de marché (calculé pour atteindre la valeur de référence, en se basant sur une valeur moyenne du marché spot)
 - Service système (rémunération pour service de flexibilité : ex réserve primaire, secondaire...)





Rappel mécanisme actuel biométhane

Les mécanismes de rémunération sont différents selon l'utilisation finale du biométhane :

- Cogénération (85%) : Contrat privé à un exploitant de cogénération qui souscrit au mécanisme EEG2021
- Transport (10%, en forte croissance) :
 - Federal Pollution Control Act (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) : oblige les fournisseurs de carburant à couvrir une part de leur vente par des certificats CO2. Pénalité à 470€/tCO2 si non respect de l'objectif. BioCNG et BioLNG ouvert à ce mécanisme.
 - Incitations supplémentaires avec défiscalisation représentant 18€/MWh
 - Rémunération = Vente énergie sur le marché du Gaz + Vente de certificat CO₂ aux fournisseurs de carburant
 - Rémunération du MWh directement du bilan GES du biométhane
 - Respect REDII => Culture énergétique quasi exclue
- Chaleur (5%) :
 - Renewable Energy Heat Act (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG). Oblige une part d'ENR pour le chauffage et le refroidissement dans les bâtiments neufs. Le biométhane peut être reconnu, mais uniquement si utilisé en cogénération, ce qui limite beaucoup les possibilités

Forte dynamique
Développement
important du bioLNG sur
site mais aussi depuis le
réseau avec GO



Quelles solutions pour fin de soutien des cogénérations ?

Maintien cogénération

- Appel d'offres, avec accès mécanisme marché + prime (plafond 184€/MWhe), sur 10 ans
- Culture énergétique limité à 40%
- Prime flexibilité 65€/kW/an (chaque unité de manière flexible reçoit annuellement cette prime)

Biométhane pour transport – réelle option

- Pas de contrainte sur site existant ou non
- Mais doit être compatible REDII, ce qui n'est pas le cas de la majorité des unités de méthanisation en cogénération avec des intrants majoritairement en culture énergétique
- Reste aussi la question de l'accès au réseau gazier

Autriche

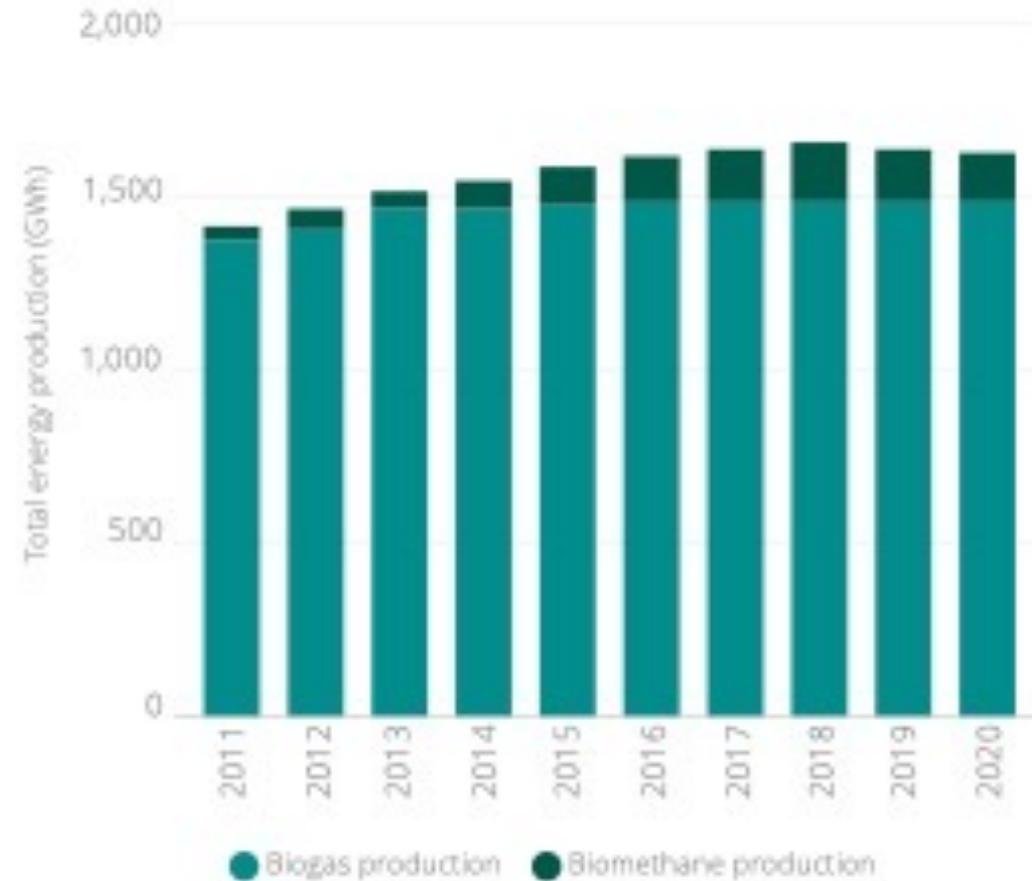


Filière biogaz

1,6 TWh de biogaz dont 0,15 TWh en biométhane

Environ 450 méthaniseurs en fonctionnement

Mais marché en déclin



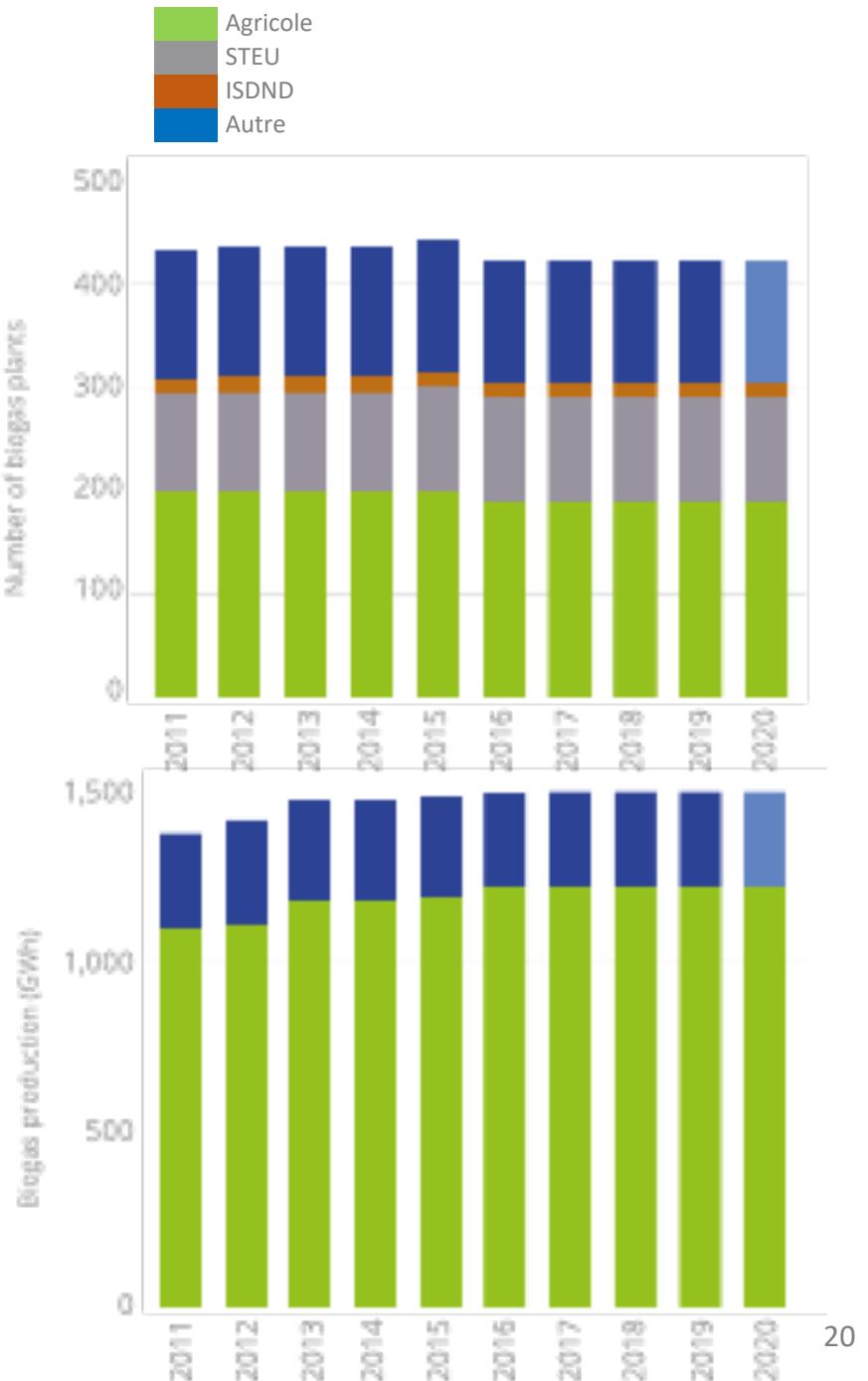
Filière cogénération

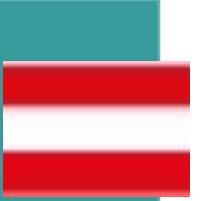
Mécanismes de soutien ont démarré en 2003
(tarif d'achat sur 13 ans)

Plafonnement depuis plus de 10 ans

Légère baisse du nombre de méthaniseur mais
limitée par la mise en place d'un mécanisme de
prolongation en attendant la nouvelle loi

Tarif actuel entre 120 et 190 /MWhe





Nouveau mécanisme de soutien (EAG2021, en cours de mise en œuvre)

Cogénération :

- Appel d'offres : Marché + prime
- Durée de 20 ans pour les nouvelles unités
- Durée de 2 ans pour les unités existantes

Biométhane : Subvention à l'investissement

- 45% pour les conversions cogénération- biométhane
- 30% pour les nouvelles unités

Autres mécanismes indirects pour le biométhane

1. **Secteur électrique** : Une cogénération non associée à un méthaniseur mais raccordée au réseau de gaz naturel peut néanmoins bénéficier des mécanismes de soutien « cogénération biogaz » à la condition de contractualiser un approvisionnement avec un producteur de biométhane. L'exploitant de la cogénération peut donc payer le biométhane à un prix bonifié (50 à 100 €/MWh) par rapport au gaz naturel.
2. **Secteur transport** : Obligation d'incorporation de carburant ENR, inclus le bioGNV, mais GNV très peu développé en Autriche, donc très peu demande
3. **Secteur du gaz** :
 - a) Défiscalisation totale de la taxe sur gaz, env 6€/MWh
 - b) Projet de taxe carbone sur secteur non ETS (30€/tCO₂ en 2022 – 55€/tCO₂ en 2025)

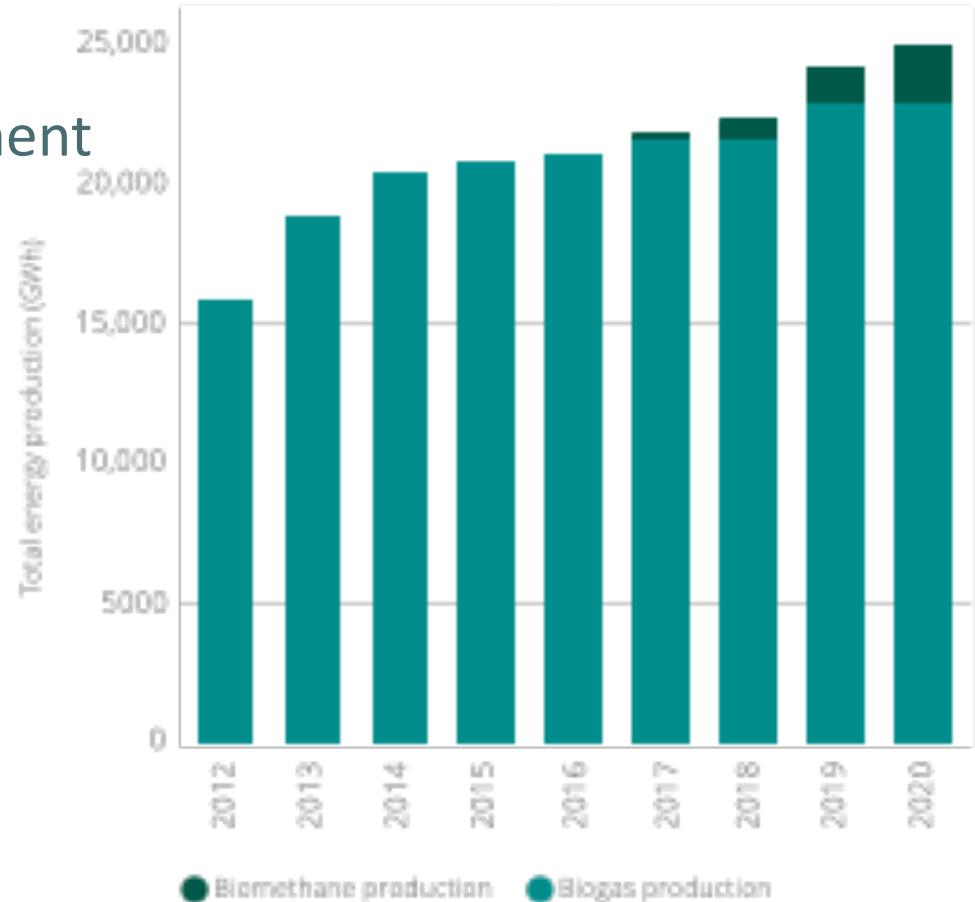
Italie



Filière biogaz

Environ 25 TWh de biogaz dont 2 TWh de biométhane

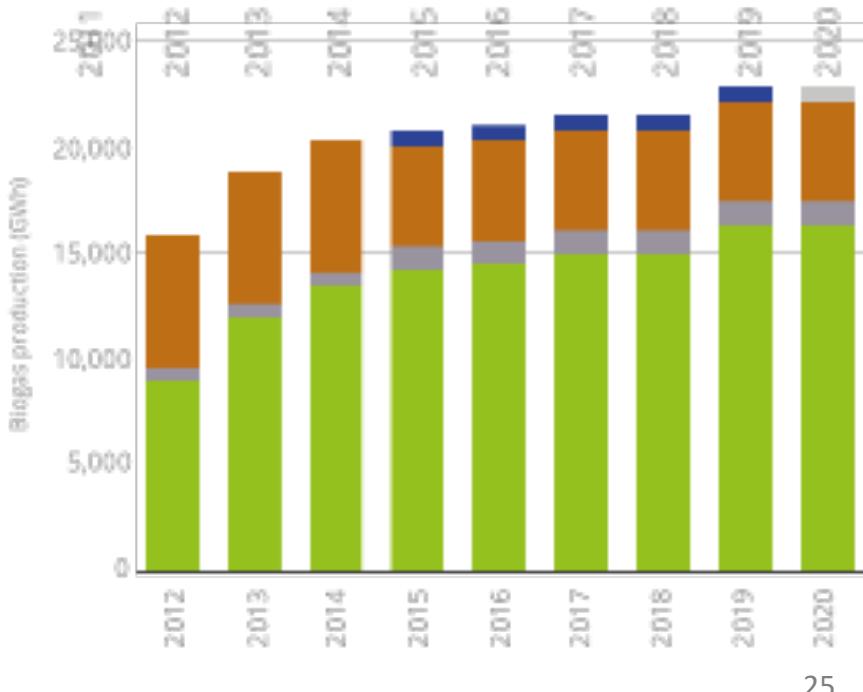
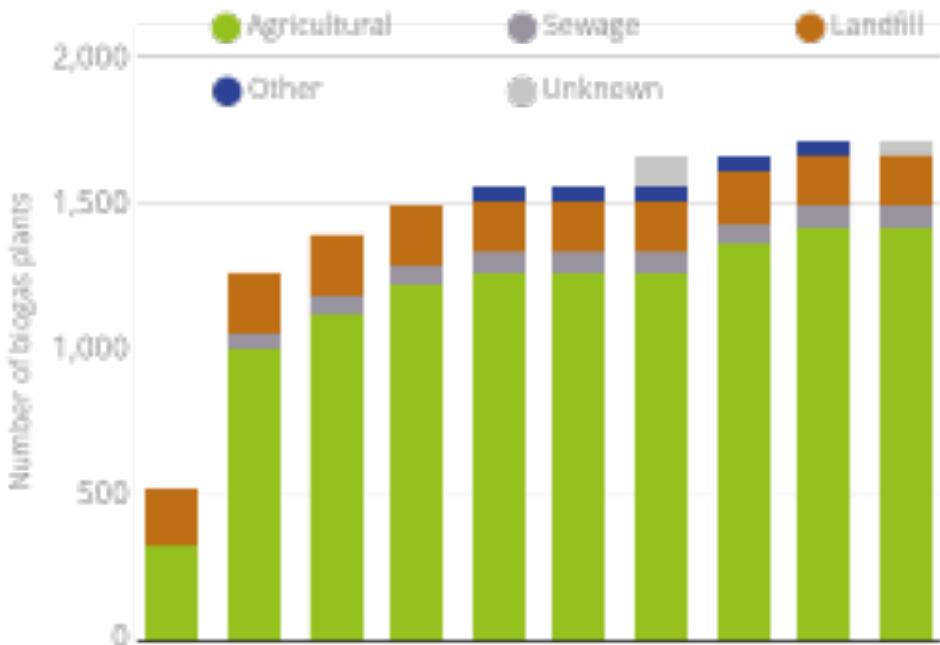
Environ 1750 méthaniseurs en fonctionnement



Filière cogénération

Premier mécanisme de soutien (certificat vert) en 1999, mais vrai décollage de la filière avec introduction des tarifs d'achat (280€/MWh, 15 ans) en 2008.

En 2013, baisse des tarifs d'achat mais extension à 20 ans.





Mécanisme actuel cogénération

Mécanisme marché + prime (MD2016):

- Ouvert aux cogénérations <300kWe
- Prime 165 €/MWh
- 20 ans



Mécanisme actuel biométhane

Uniquement pour une valorisation sur le marché du transport :

- Obligation des fournisseurs de carburant d'incorporer une part de biocarburant. Les producteurs de biométhane vendent donc des certificats (CIC) aux fournisseurs en plus de la vente sur le marché.
 - 1CIC=10 Gcal de biométhane ou 5 Gcal pour le biométhane « avancé » (sans culture énergétique)
 - Les fournisseurs de carburant sont doublement incité à intégrer du biométhane, dans leur objectif, il y a une part minimum de biométhane avancé
- Possibilité d'intégrer un système « mieux garanti » pour le 10 premières années pour le biométhane avancé :
 - Valorisation réseau : 0,95% du prix spot + 375€/CIC (65€/MWh)
 - Valorisation hors réseau : vente du biométhane + 375€/CIC (65€/MWh)
 - Après 10^{ème} année bascule dans le marché libre des CIC
- Incitation pour le développement du bioGNV :
 - Majoration 20% du CIC si investissement dans au moins 51% des part d'une station GNV
 - Aide plafonnée à 70% de l'investissement ou 600k€ pour station GNC, 1 200k€ pour une station GNL



Quelles solutions pour fin de soutien des cogénération ?

Maintien cogénération

- Mécanisme en cours de discussion, mais uniquement ouvert pour les unités éloignées du réseau de gaz

Conversion au biométhane et accès au mécanisme biométhane :

- Obligation de réduire d'au moins 30% la production d'électricité jusqu'à la fin du contrat cogénération
- Possibilité d'augmenter la production de biogaz



Les scénarios sur les cas type

1. Présentation des cas types
2. Hypothèses de CAPEX et OPEX
3. Les cas étudiés
4. Les résultats

Les cas types

Sur la base de l'état des lieux, 4 cas types principaux sont modélisés:

- 100 kW élec
- 250 kW élec
- 500 kW élec
- 1 000 kW élec

Pour chacun, 2 options de gisement sont modélisées, l'une à forte base effluent, l'autre plus végétale, sauf pour le 1 000 kW élec où la variante végétale est plutôt de type biodéchets.

| Scénario t _{MB} /an | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD | Potentiel méthanogène (Nm ³ CH ₄ / t MB) |
|---------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Tonnage total (tMB / an) | 5 910 | 15 400 | 11 280 | 25 710 | 17 290 | 41 890 | 23 910 | |
| Lisier bovin | 3 000 | 6 600 | 2 400 | 7 800 | 3 600 | 10 800 | 3 600 | 16 |
| Fumier bovin mou | 0 | 1 000 | 1 000 | 6 000 | 1 500 | 6 000 | 1 500 | 36 |
| Fumier bovin compact | 2 660 | 7 410 | 4 370 | 8 360 | 4 180 | 15 200 | 2 280 | 45 |
| Ensilage CIVE d'hiver | | | 3 400 | 2 050 | 6 010 | 5 000 | 3 000 | 77 |
| Issues de céréales humides | 250 | 385 | 110 | 500 | 1 000 | 1 250 | 2 225 | 217 |
| Déchet de légume | | | | 1 000 | 1 000 | 2 540 | 3 000 | 100 |
| Ensilage CIVE d'été | | | | | | 1 100 | 2 000 | 105 |
| Déchets de GMS (mélange) | | | | | | | 3 200 | 48 |
| Graisses d'abattoir | | | | | | | 3 100 | 163 |

Les cas types

| Distance (km) | Scénario | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD | Coût achat (€/t MB) | Redevance €/t MB) |
|----------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|---------------------|-------------------|
| Lisier bovin | 0 | 5 | 5 | 7 | 7 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 |
| Fumier bovin mou | | 5 | 5 | 7 | 7 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 |
| Fumier bovin compact | 0 | 5 | 5 | 7 | 7 | 10 | 10 | 10 | 0 | 0 |
| Ensilage CIVE d'hiver | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 37 | 0 |
| Issues de céréales humides | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 50 | 0 |
| Déchet de légume | | | | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 15 | 0 |
| Ensilage CIVE d'été | | | | | | 10 | 10 | 10 | 40 | 0 |
| Déchets de GMS | | | | | | | | 30 | 0 | 20 |
| Graisses d'abattoir | | | | | | | | 30 | 50 | 0 |

Hypothèses - CAPEX (hors équipement de valorisation)

Equipements à changer quels que soient les scénarios, hors équipement de valorisation:

- Equipements tournants: agitateurs, broyeurs, trémie, pompe, séparation de phase,
- Analyseur, gazomètre, couverture digestat
- Voirie lourde (en partie), local technique,
- Electricité hors process, automate (en partie), groupe électrogène,
- Chargeur.

Une assurance travaux et des imprévus (5%) sont aussi pris en compte

Au total (hors valorisation biogaz), environ 21% du CAPEX total du projet initial (sur la base d'un chiffrage pour un projet neuf actuel) est retenu pour une remise en état :

| | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Investissement (k€) | 408 | 754 | 574 | 1 248 | 947 | 2 058 | 1 625 |

A mettre en parallèle des coûts de démantèlement qui peuvent varier de quelques dizaines de milliers d'euros pour les petits installations avec mise en sécurité du site, évacuation du matériel électrique et utilisation des cuves par l'exploitation agricole à des centaines de milliers d'euros si destruction des cuves.

La comparaison avec PRODIGE a été réalisée.

Hypothèses - OPEX (hors équipement de valorisation)

Les charges d'exploitation devraient rester identiques (hors inflation ou concurrence matière)

| K€/an | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| Conduite unité méthanisation | 25 | 40 | 36 | 53 | 49 | 85 | 72 |
| Gérance et administration | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Assistance technique | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Assurances | 4 | 9 | 7 | 23 | 18 | 29 | 28 |
| Analyses | 10 | 11 | 10 | 10 | 10 | 14 | 12 |
| SOUS-TOTAL EXPLOITATION | 45 | 64 | 59 | 90 | 82 | 132 | 116 |
| Achat électricité | 10 | 35 | 18 | 68 | 36 | 135 | 101 |
| Achat eau claire (dilution) | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Eau lavage engins | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 4 | 3 |
| Fioul chargeur | 2 | 2 | 2 | 5 | 6 | 10 | 7 |
| SOUS-TOTAL CONSOMMABLES | 17 | 45 | 27 | 81 | 49 | 155 | 119 |
| Maintenance autres équipements (P2) | 12 | 24 | 15 | 33 | 21 | 59 | 49 |
| Gros entretien (P3) | 10 | 27 | 15 | 33 | 17 | 70 | 45 |
| Détection fuite biogaz | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Vidange décennale (coût moyen) | 4 | 7 | 8 | 6 | 5 | 11 | 5 |
| SOUS-TOTAL ENTRETIEN | 28 | 61 | 40 | 134 | 106 | 137 | 101 |
| Transport des matières entrantes | - | 32 | 22 | 75 | 55 | 163 | 145 |
| Transport du digestat liquide restant | - | 34 | 23 | 64 | 49 | 151 | 105 |
| Chargement/déchargement des matières (intrants et digestat) | - | - | - | - | - | - | - |
| SOUS-TOTAL LOGISTIQUE | - | 66 | 45 | 139 | 105 | 314 | 250 |
| Achat/production Exploitation agricole | - | - | 126 | 76 | 222 | 229 | 191 |
| Achat/production IAA animales | - | - | - | - | - | - | 155 |
| Achat/production IAA végétales | 13 | 19 | 6 | 40 | 65 | 101 | 156 |
| SOUS-TOTAL INTRANTS | 13 | 19 | 131 | 116 | 287 | 330 | 502 |
| TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION | 104 | 255 | 302 | 497 | 565 | 1068 | 1088 |

Hypothèse du modèle économique

L'objectif est de calculer la valeur à laquelle doit être vendue le gaz ou l'électricité pour que l'installation puisse perdurer en tenant compte du coût de renouvellement de l'installation. Pour cela plusieurs hypothèses ont été retenues:

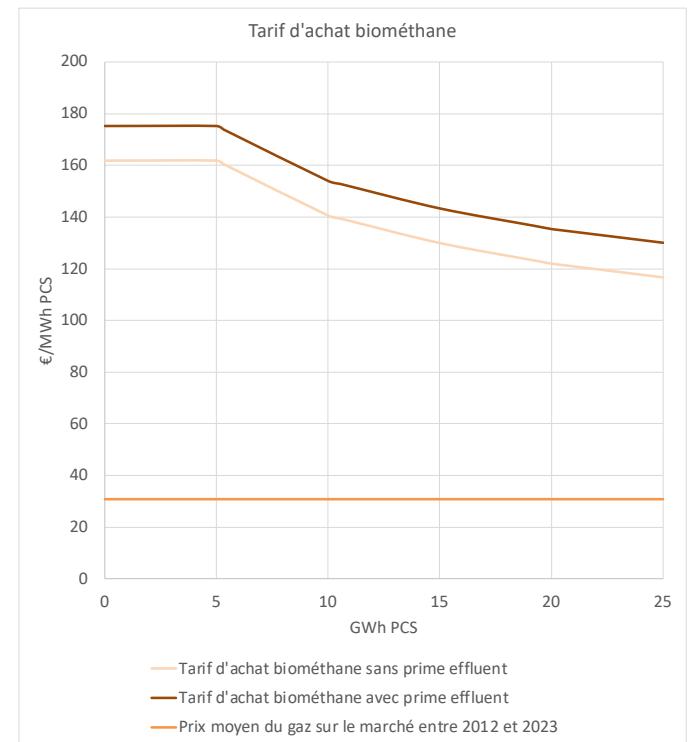
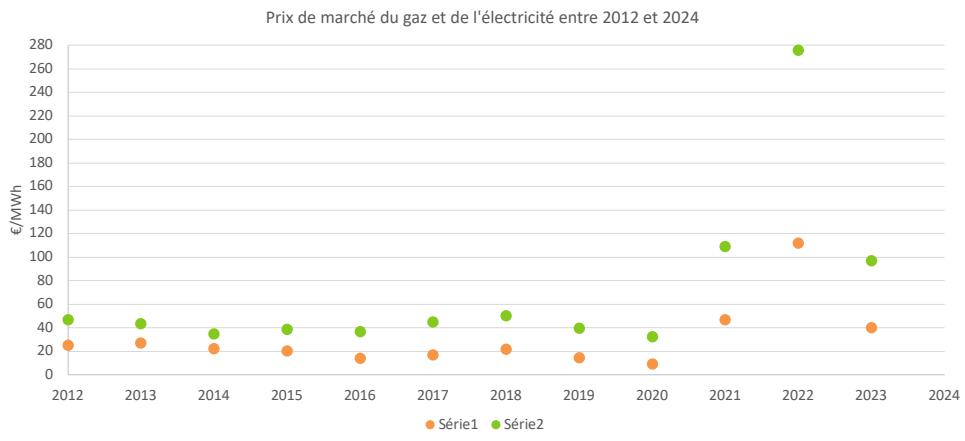
- Durée d'analyse économique sur 15 ans, afin de pouvoir comparer aux tarifs actuels, en sensibilité cette analyse sera réalisée sur 7 ans
- Le TRI cible est de 6% après impôt et taxes
- Inflation de 1% sur les charges, 0,7% sur la vente d'électricité ou de gaz
- Taux de fond propre: 10%; emprunt bancaire 4,8% sur 13 ans
- Pas de subvention à l'investissement
- Un achat d'électricité à 120 €/MWh
- Pas d'augmentation de puissance
- Les hypothèses de marché pour les années à venir sont les suivantes (prix de la molécule ou de l'électron)

| €/MWh | €/MWh |
|--|-------|
| Prix d'achat de l'électricité | 120 |
| Prix de gros (spot) Gaz(moyenne 2012 -2023) | 31 |
| Prix de gros (spot) Electricité (moyenne 2012 -2023) | 71 |

Eléments de comparaison

L'objectif de l'étude étant de connaître les coûts auxquels les installations devront vendre leur gaz ou l'électricité, il semble important en premier lieu d'avoir une base de comparaison:

- aux prix de marché spot de l'électricité (moyenne annuelle)
- aux prix de marché spot du gaz naturel (moyenne annuelle)
- aux tarif d'achat garanti pour l'électricité issue du biogaz (base 2024)
- aux tarif d'achat garantie du biométhane (base 2024)



Sources : ENTSOE, CNR

Scénario de valorisation étudiés

Les scénario de valorisation suivants sont étudiés:

- Poursuite de la cogénération sur la base du même fonctionnement qu'aujourd'hui
- Conversion en biométhane
- Poursuite de la cogénération et ajout d'une station GNV (hors réseau)
- Cogénération fonctionnant uniquement aux heures de pointe
- Cogénération et injection
- GNL
- Gaz porté

Poursuite de la cogénération

L'installation poursuit son fonctionnement actuel. Deux modélisations sont réalisées:

- A. Sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Nouveau cogénérateur
- Compteur thermique
- Pompe circulation eau chaude

| | Sc A | Sc B |
|-------------|---|---|
| Electricité |  |  |
| Chaleur | |  |
| Biométhane | | |
| GNV | | |

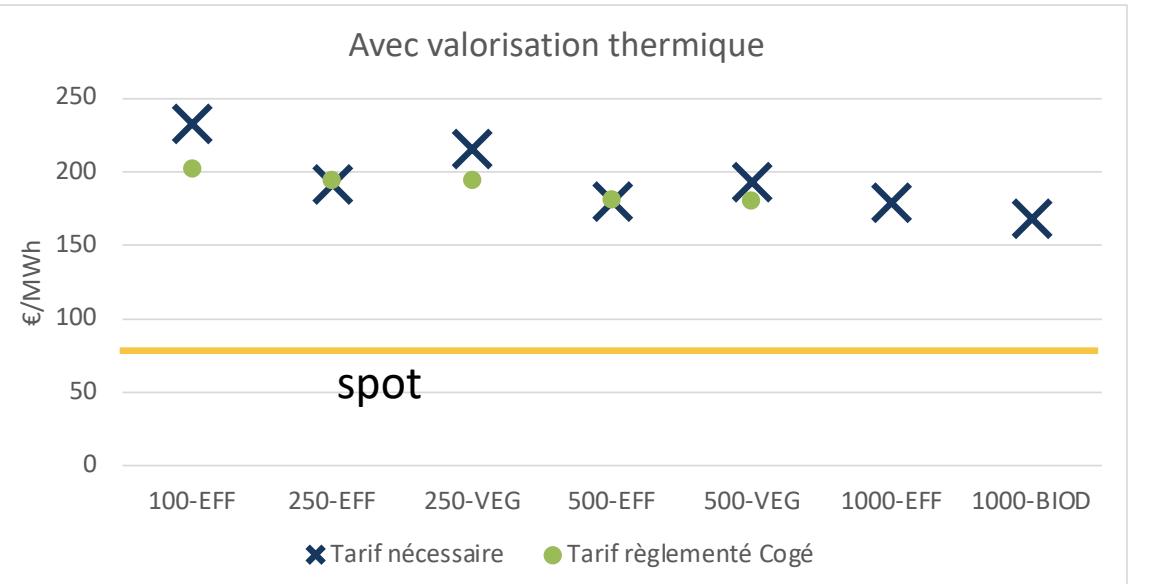
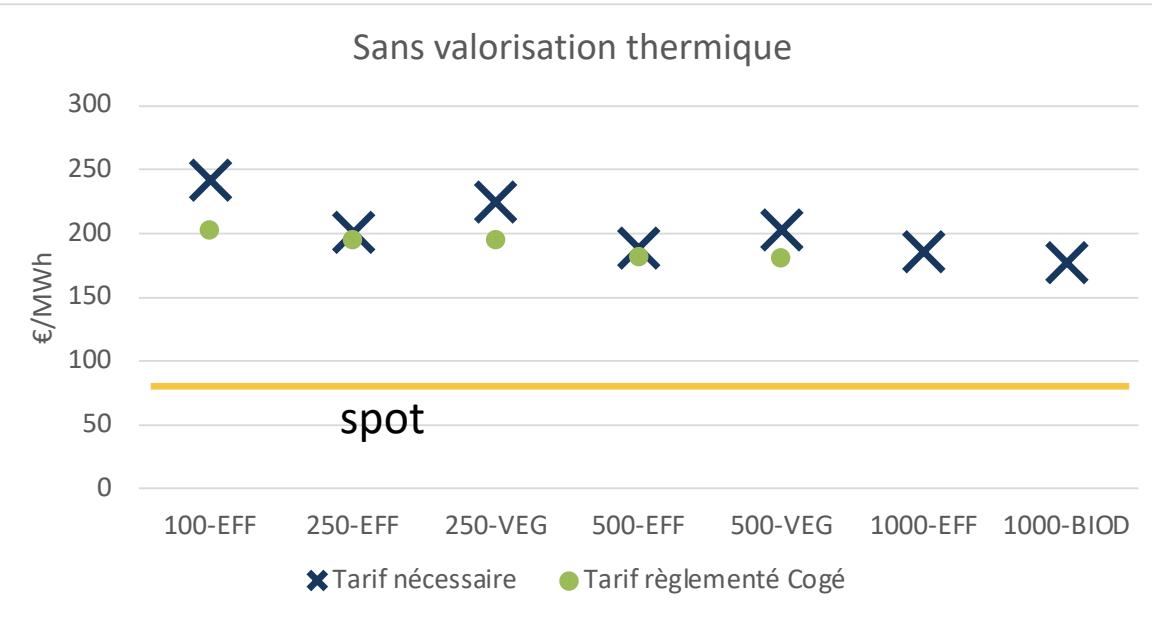
| SC A: pas de valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | 613 | 1 169 | 979 | 1 941 | 1 625 | 3 217 | 2 761 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 120 | 290 | 340 | 560 | 630 | 1 170 | 1 190 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 242 | 200 | 225 | 188 | 202 | 186 | 177 |
| Electricité vendue (MWh) | 770 | 2 010 | 2 010 | 4 020 | 4 020 | 8 040 | 8 040 |
| Chaleur vendue (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| SC B: avec valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | 620 | 1 179 | 989 | 1 960 | 1 644 | 3 251 | 2 809 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 130 | 300 | 340 | 560 | 630 | 1 170 | 1 200 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 232 | 192 | 215 | 179 | 193 | 179 | 168 |
| Electricité vendue (MWh) | 770 | 2 010 | 2 010 | 4 020 | 4 020 | 8 040 | 8 040 |
| Chaleur vendue (MWh) | 390 | 910 | 960 | 1 760 | 1 930 | 2 700 | 3 960 |
| Biométhane vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Poursuite de la cogénération

Le tarif nécessaire pour atteindre la rentabilité souhaité est légèrement supérieur ou égale au tarif en vigueur (base 2024).

La valorisation de la chaleur permet de baisser d'environ 9 €/MWh le tarif d'achat de l'électricité



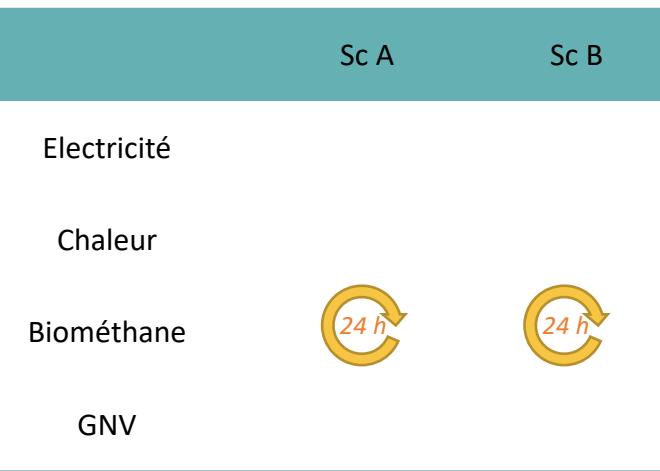
Production de biométhane

L'installation arrête la cogénération et bascule en injection, dans ce cas là il n'y a pas nécessité de poursuivre la valorisation de la chaleur, une part du biogaz sera détournée en chaudière pour chauffer le digesteur. Si l'installation souhaite continuer à valoriser de la chaleur, une valorisation mixte sera étudiée (cf autre scénario). Deux scénario sont modélisés:

- A. Injection sur le réseau de distribution: 7km
- B. Injection sur le réseau de transport: 100m

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Epurateur, chaudière
- Etude et raccordement réseau
- Automate
- Poste d'injection

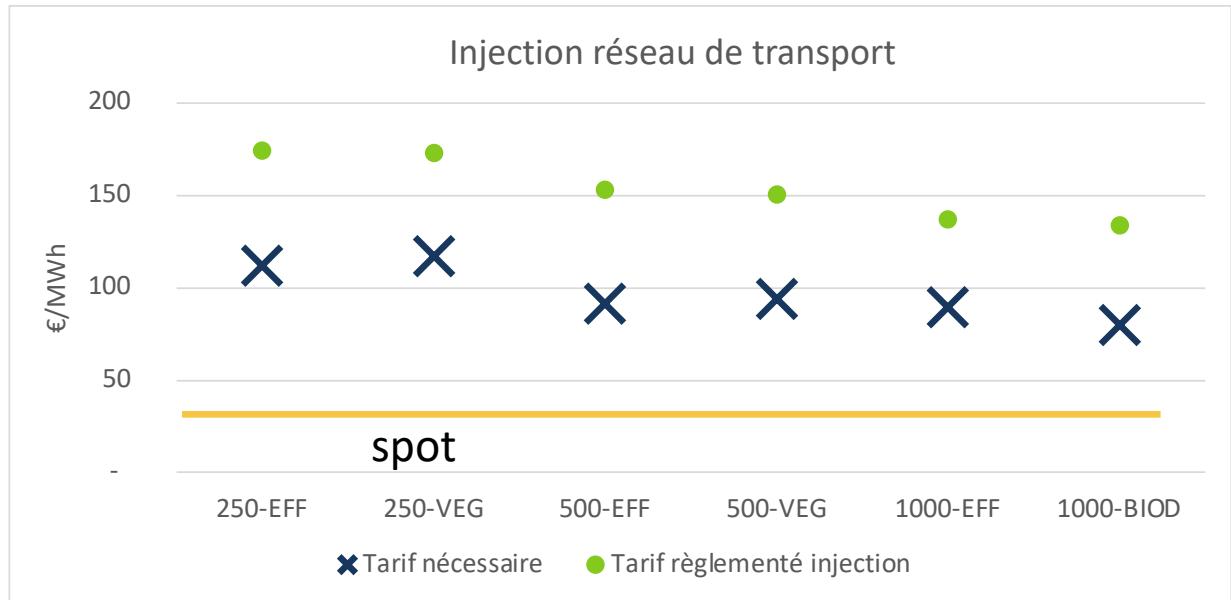
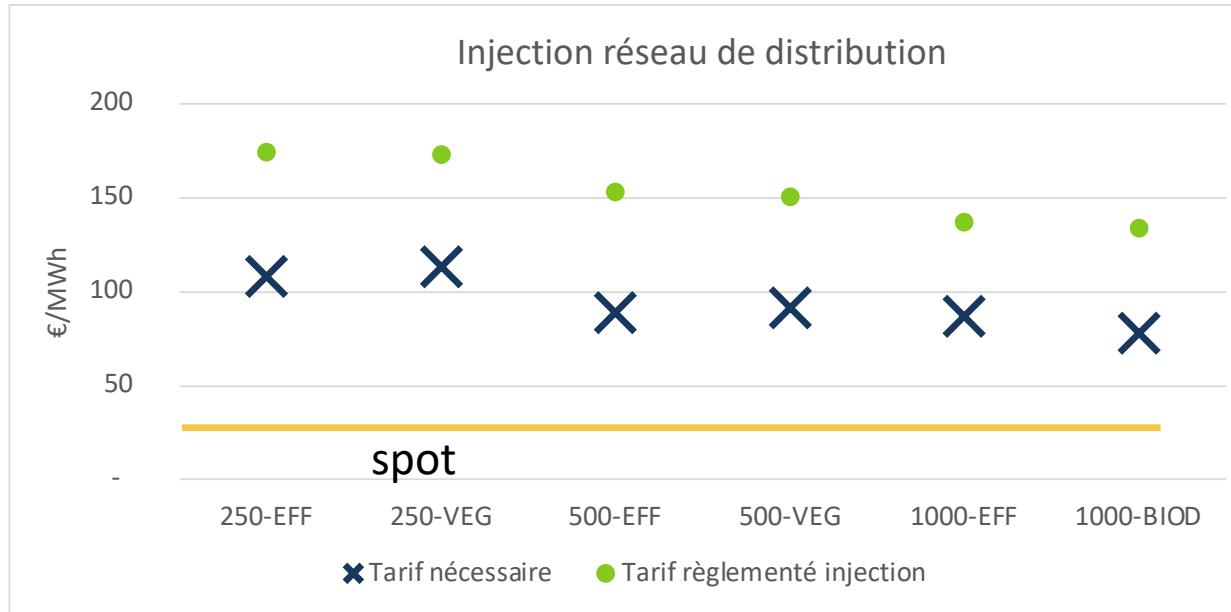


| SC A: injection réseau distribution | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Investissement (k€) | | 2 000 | 1 834 | 2 876 | 2 572 | 4 145 | 3 673 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 390 | 440 | 660 | 730 | 1 280 | 1 310 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | | 108 | 113 | 89 | 92 | 87 | 78 |
| Electricité vendue (MWh) | | | | | | | |
| Chaleur vendue (MWh) | | | | | | | |
| Biométhane vendu (MWh) | | 5 310 | 5 530 | 10 520 | 10 890 | 19 160 | 20 690 |
| GNV vendu (MWh) | | | | | | | |

| SC B: injection réseau transport | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Investissement (k€) | | 2 324 | 2 159 | 3 229 | 2 927 | 4 527 | 4 058 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 400 | 450 | 680 | 760 | 1 320 | 1 350 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | | 112 | 117 | 92 | 94 | 89 | 80 |
| Electricité vendue (MWh) | | | | | | | |
| Chaleur vendue (MWh) | | | | | | | |
| Biométhane vendu (MWh) | | 5 310 | 5 530 | 10 520 | 10 890 | 19 160 | 20 690 |
| GNV vendu (MWh) | | | | | | | |

Production de biométhane

La conversion d'ancienne unité en cogénération pour de l'injection de biométhane dans le réseau permet des coûts de production d'environ 56€/MWh_{PCS} plus faible que les tarifs en vigueur pour les installations neuves.



Cogénération et bioGNV

L'installation poursuit son fonctionnement en cogénération à laquelle une station GNV (hors réseau) est ajoutée. Pour chaque scénario la modélisation est basée sur une station de type AGRIGNV 40. Il est considéré que la station GNV fonctionne 12h/j pendant lesquelles le moteur cogénération fonctionne à puissance dégradée, et les 12 autres heures, la station GNV est à l'arrêt et la cogénération fonctionne à pleine puissance. Cela correspond à une production de 60 000 kg de GNV, nous prenons comme hypothèse que le GNV est vendu à 1€ HT/kg. Cette modélisation ne s'applique pas au 100 kW (car cela perturberait trop le fonctionnement du moteur).

Deux modélisations sont réalisées:

- sans valorisation de la chaleur
- Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Station GNV
- Nouveau cogénérateur
- Tampon stockage eau chaude
- Automate

Le dimensionnement de la station et son fonctionnement permettrait de produire environ 60 000 kg bioGNV/an, soit de quoi approvisionner l'un des parcs de véhicule suivant :

- Soit 5 voitures et 2 camions
- Soit 1 voiture, 3 tracteurs et 1 camion
- Soit 35 voitures et 1 tracteur

Même si le biogaz alimente la station que 12h par jour, la station GNV possède un stockage de bioGNV à 250 bar en bouteille, qui permet de distribuer le bioGNV sur toute la journée.

| | Sc A | Sc B |
|-------------|---|---|
| Electricité | Pmax  Pmin  | Pmax  Pmin  |
| Chaleur | | Pmax  Pmin  |
| Biométhane | | |
| GNV |  |  |

Cogénération et BioGNV

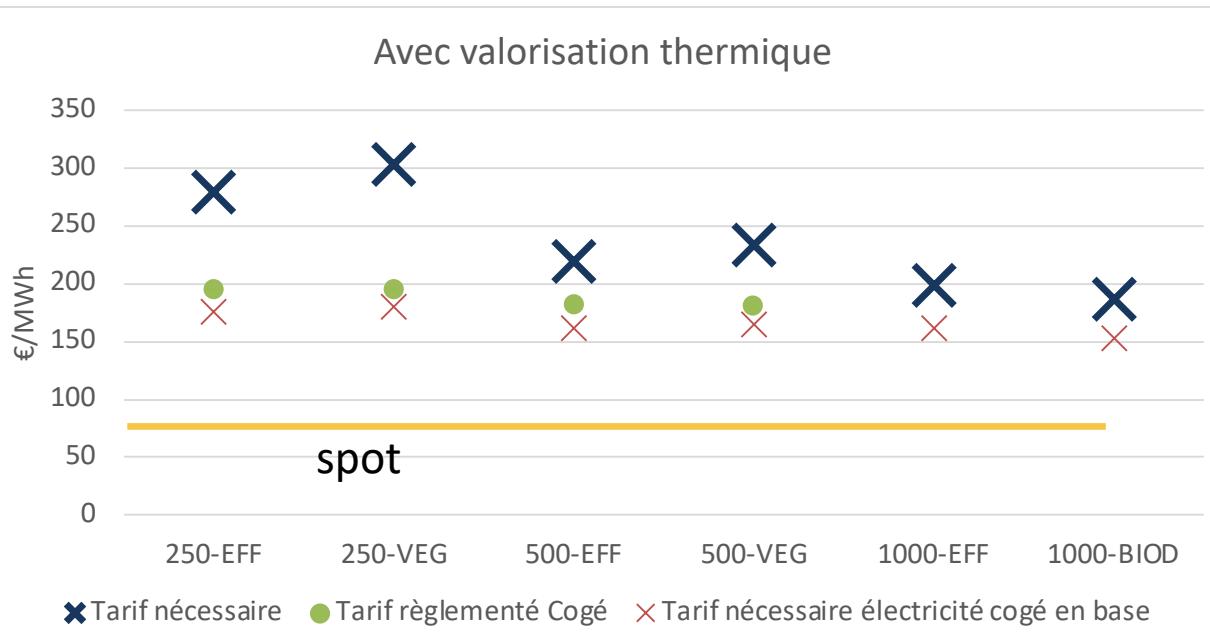
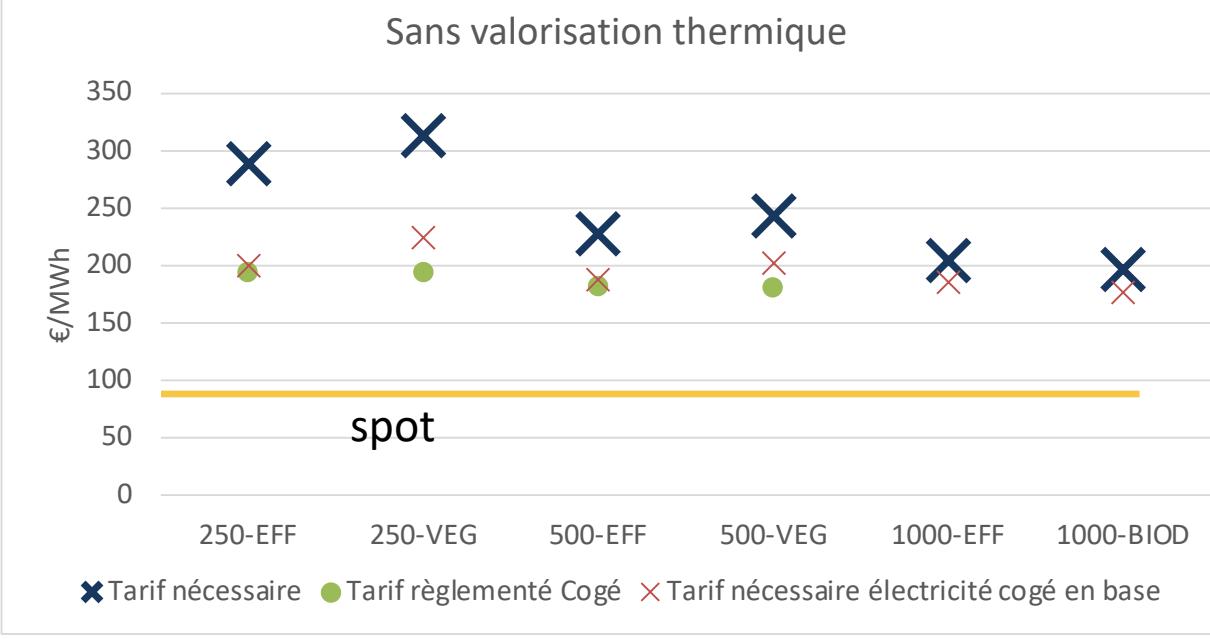
| SC A: pas de valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | | 1 651 | 1 462 | 2 446 | 2 129 | 3 721 | 3 266 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 340 | 380 | 610 | 670 | 1 210 | 1 240 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | | 289 | 313 | 228 | 243 | 205 | 197 |
| Electricité vendue (MWh) | | 1 720 | 1 740 | 3 740 | 3 740 | 7 760 | 7 750 |
| Chaleur vendue (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | | 940 | 880 | 920 | 890 | 910 | 950 |

| SC B: avec valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | | 1 664 | 1 473 | 2 471 | 2 159 | 3 769 | 3 330 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 340 | 390 | 610 | 680 | 1 220 | 1 240 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | | 279 | 303 | 219 | 233 | 199 | 187 |
| Electricité vendue (MWh) | | 1 720 | 1 740 | 3 740 | 3 740 | 7 760 | 7 750 |
| Chaleur vendue (MWh) | | 900 | 960 | 1 760 | 1 930 | 2 700 | 3 960 |
| Biométhane vendu (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | | 940 | 880 | 920 | 890 | 910 | 950 |

Cogénération et BioGNV

La coproduction de bioGNV sur l'installation de méthanisation induit un surcout par rapport aux tarifs actuels de l'ordre 50 €/MWh pour les 250 kWe.

Pour le 500 kW cela nécessite un tarif proche de l'actuel.



Cogénération flexible

L'installation poursuit son fonctionnement en cogénération mais investit dans un second moteur de taille équivalente au premier. Les moteurs ne fonctionnent que 12h par jour, sur les heures de pointe, les 12 autres heures, le biogaz est stocké dans le gazomètre.

Deux modélisations sont réalisées:

- A. Sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- 2 moteurs 100% de la P primaire
- Gazomètre
- Ballon tampon pour la chaleur

| | Sc A | Sc B |
|-------------|---|---|
| Electricité |  |  |
| Chaleur | | |
| Biométhane | | |
| GNV | | |

| SC A: pas de valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | 798 | 1 529 | 1 339 | 2 560 | 2 243 | 4 250 | 3 795 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 130 | 300 | 350 | 570 | 640 | 1 180 | 1 200 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 278 | 228 | 252 | 210 | 224 | 204 | 195 |
| Electricité vendue (MWh) | 760 | 2 000 | 2 000 | 4 000 | 4 000 | 8 000 | 7 990 |
| Chaleur vendue (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SC B: avec valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
| Investissement (k€) | 805 | 1 539 | 1 349 | 2 578 | 2 263 | 4 285 | 3 843 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 130 | 300 | 350 | 570 | 640 | 1 190 | 1 210 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 241 | 200 | 205 | 181 | 186 | 177 | 170 |
| Electricité vendue (MWh) | 760 | 2 000 | 2 000 | 4 000 | 4 000 | 8 000 | 7 990 |
| Chaleur vendue (MWh) | 390 | 910 | 960 | 1 760 | 1 930 | 2 700 | 3 960 |
| Biométhane vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

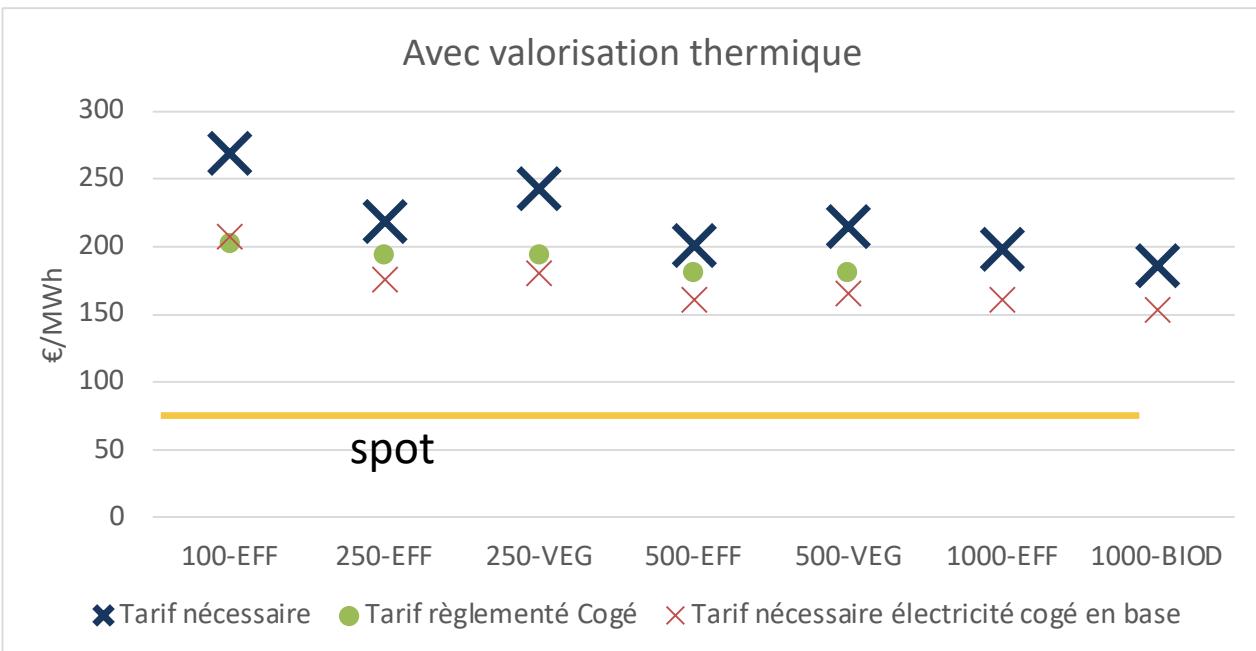
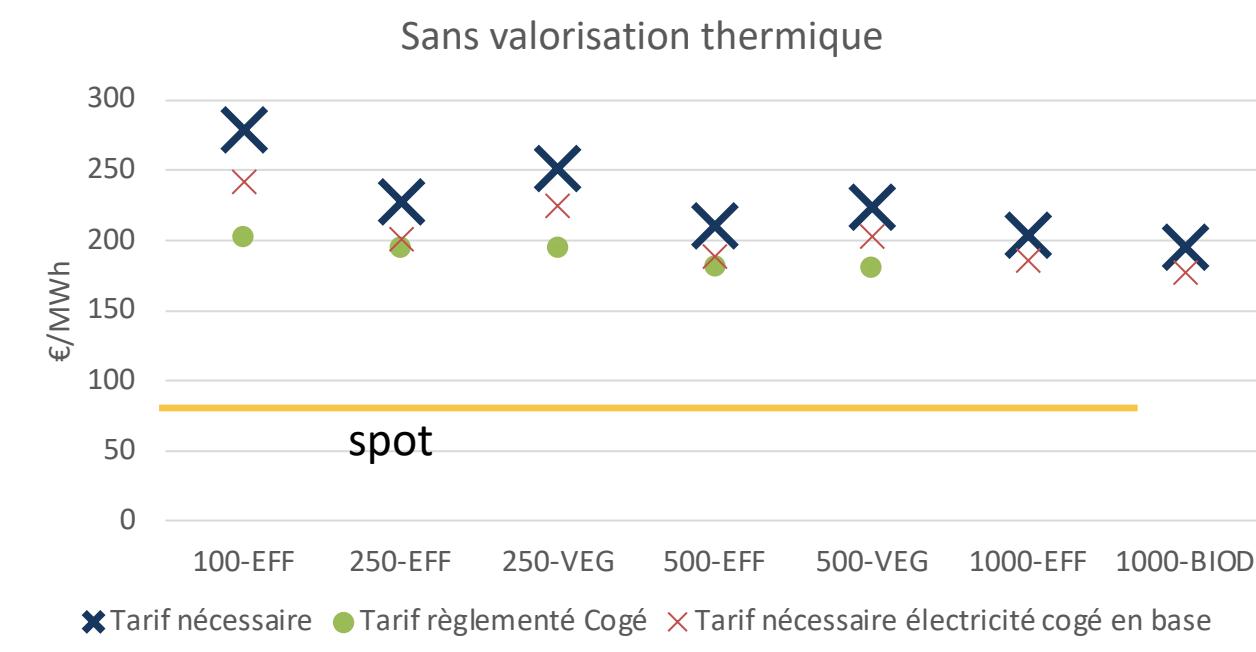


Cogénération flexible

En moyenne, sur le marché spot, le delta coût entre le prix moyen de l'électricité sur 24h et le prix moyen sur les 12h les plus chères est de 10 €/MWh.

La mise en place de flexibilité sur la production d'électricité engendre des surcoûts qui sont aujourd'hui trop importants pour être compensés par la différence de coût sur le marché entre la pointe et la base.

Cela sera peut être amené à être plus limité avec le déploiement des ENR.



Double valorisation cogé et injection

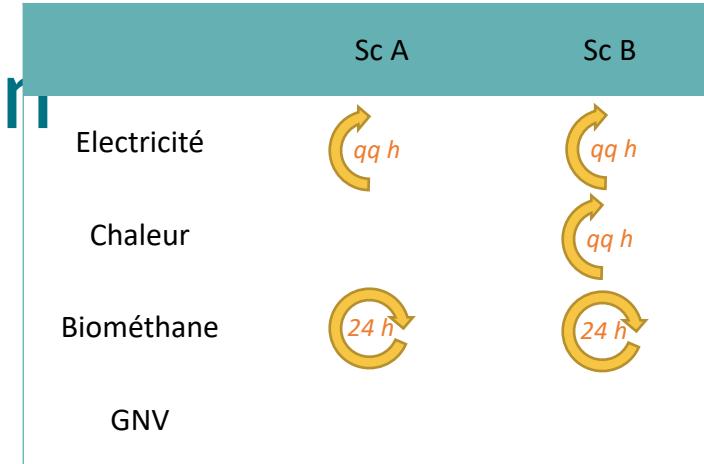
L'installation bascule en injection sur 100% de son énergie primaire, mais conserve un cogénérateur pour la valorisation thermique, l'objectif étant de le faire fonctionner au heures de pointe. Deux modélisations sont réalisées:

- A. sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

L'installation vend de l'électricité et du biométhane (et éventuellement de la chaleur), nous avons pris comme hypothèse une vente de biométhane au tarif d'achat calculé sur le scénario conversion totale en injection (110 €/MWh PCS pour 250 kW, 90 €/MWh PCS pour 500 kW et 80 € /MWh PCS pour 1 000 kW) et nous calculons ici un prix de l'électricité.

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Epurateur à 100% de l'énergie primaire
- Moteur uniquement pour besoin max chaleur (fonctionne aux heures de pointes quand il y a besoin de la chaleur)

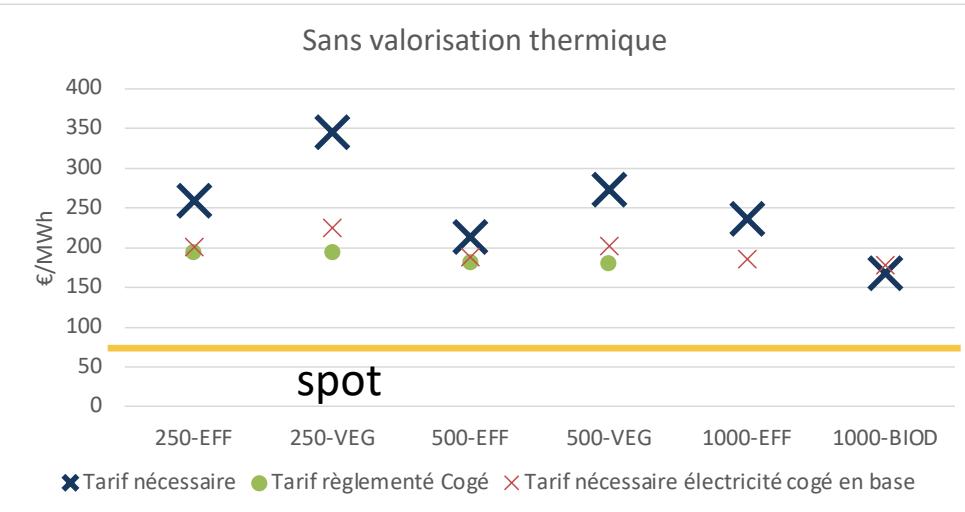


| SC A: pas de valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| Investissement (k€) | | 2 392 | 2 165 | 3 346 | 2 957 | 5 119 | 4 296 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 410 | 460 | 700 | 770 | 1 360 | 1 370 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 259 | 345 | 213 | 273 | 236 | 168 | |
| Electricité vendue (MWh) | | 520 | 360 | 860 | 580 | 2 720 | 1 470 |
| Chaleur vendue (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | | 4 250 | 4 720 | 8 750 | 9 540 | 14 220 | 17 630 |
| GNV vendu (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SC B: avec valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
| Investissement (k€) | | 2 771 | 2 572 | 3 979 | 3 656 | 5 945 | 5 544 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 420 | 470 | 720 | 790 | 1 380 | 1 400 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 316 | 354 | 256 | 279 | 235 | 217 | |
| Electricité vendue (MWh) | | 1 290 | 1 170 | 2 400 | 2 250 | 5 170 | 5 040 |
| Chaleur vendue (MWh) | | 910 | 960 | 1 700 | 1 870 | 2 440 | 3 700 |
| Biométhane vendu (MWh) | | 2 070 | 2 410 | 4 510 | 4 910 | 7 720 | 8 110 |
| GNV vendu (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

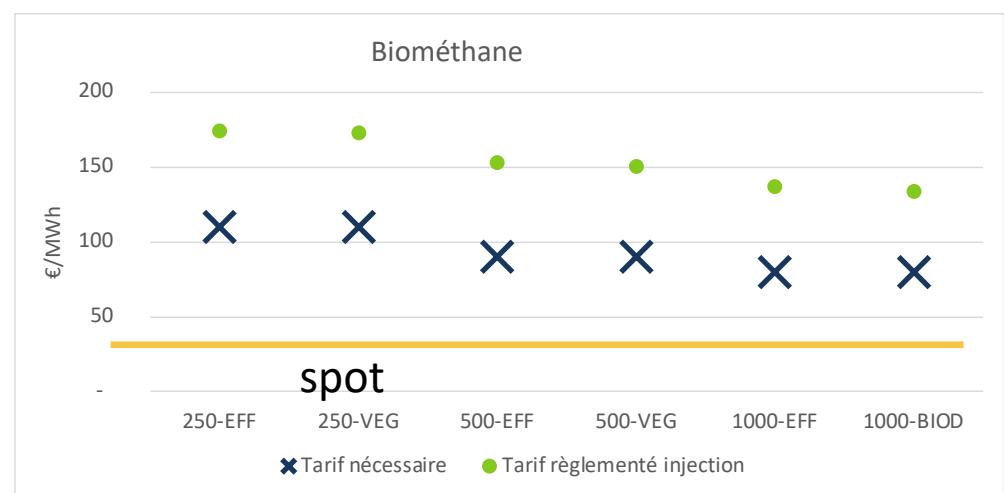
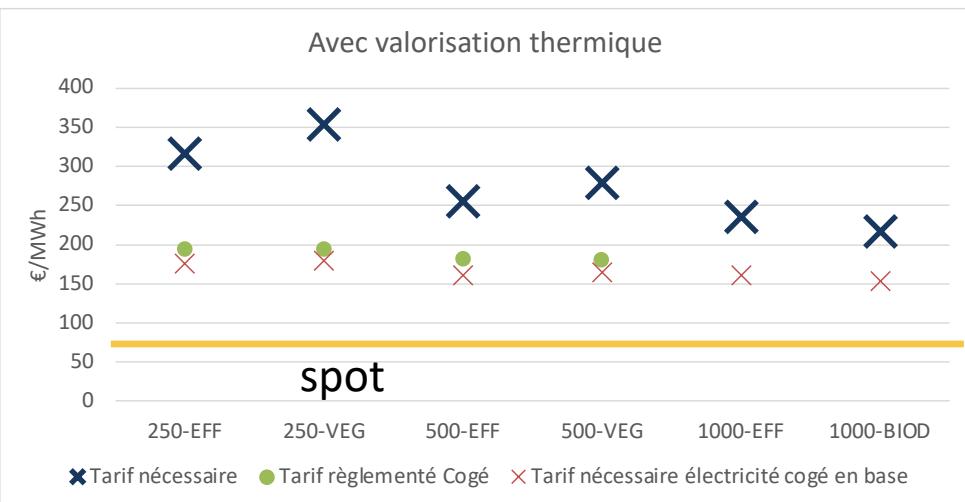
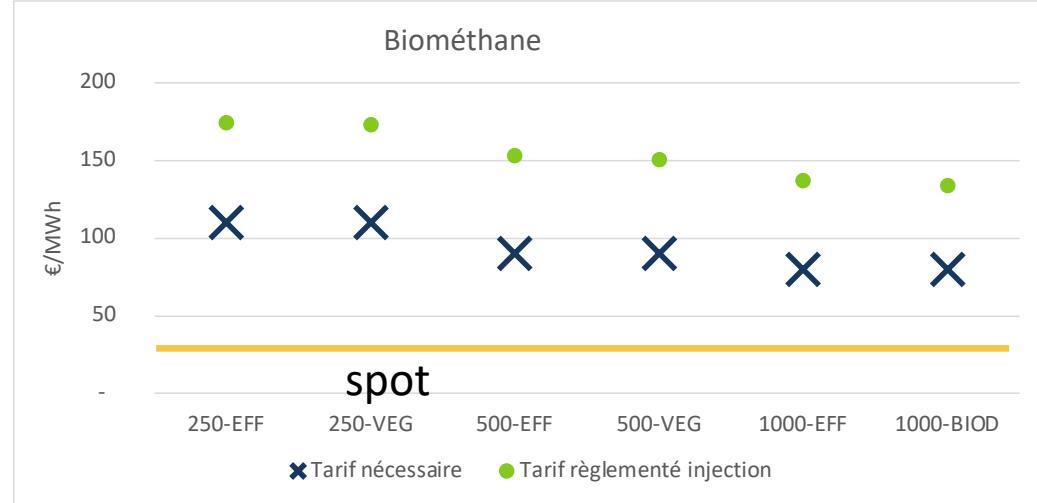


Double valorisation cogé et injection

Valorisation de l'électricité



Valorisation du biométhane



BioGNL

L'installation remplace son cogénérateur par un équipement d'épuration et de liquéfaction du biométhane afin de produire du GNL. Il est considéré ici que le site n'a pas de valorisation de chaleur spécifique.

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Equipement production GNL
- Automate

Electricité

Chaleur

Biométhane

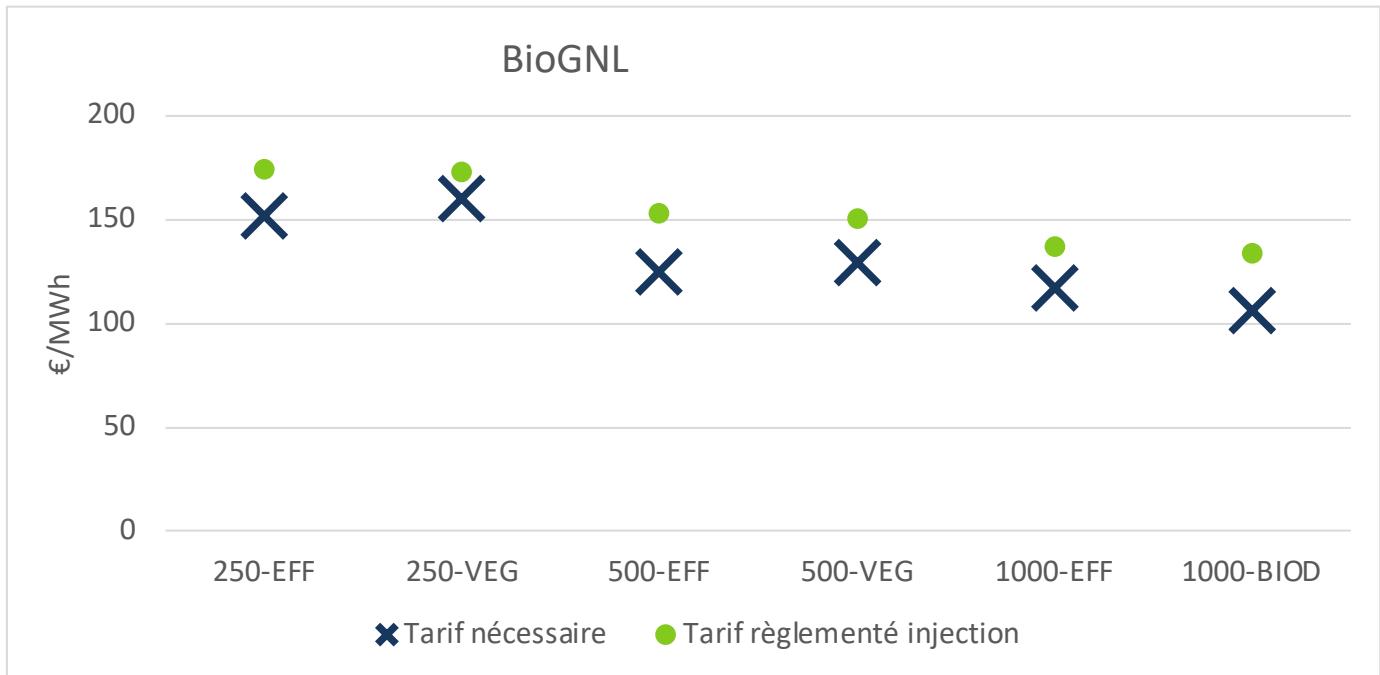


GNV

| SC A: pas de valo chaleur | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | | 3 680 | 3 785 | 5 492 | 5 429 | 7 432 | 7 076 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | | 430 | 480 | 770 | 840 | 1 480 | 1 520 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | | 152 | 160 | 125 | 129 | 117 | 106 |
| Electricité vendue (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Chaleur vendue (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | | 5 270 | 5 490 | 10 450 | 10 820 | 19 030 | 20 550 |
| GNV vendu (MWh) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

BioGNL

Il est nécessaire d'ajouter entre 28 et 44 €/MWh supplémentaires) par rapport à une conversion en injection produire du bioGNL.



Gaz porté pour injection mutualisée

L'installation remplace son cogénérateur par un équipement d'épuration et de compression permettant de remplir des bouteilles de stockage assemblées sur une semi-remorque. Le biométhane peut ensuite être transporter sur une station de détente et d'injection positionné sur un réseau de gaz. Il est ici fait l'hypothèse que le service de logistique et le point d'injection sont mutualisés avec plusieurs producteurs, deux scénarios sont calculés (uniquement pour le 250 kWe) :

- A. 4 installations se regroupent
- B. 2 installations se regroupent

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

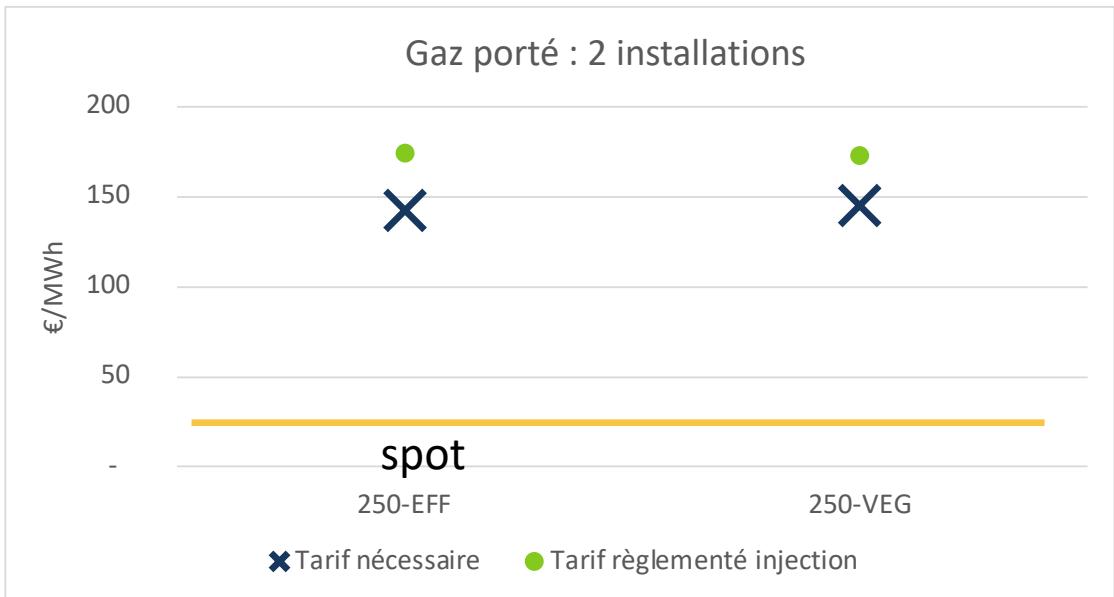
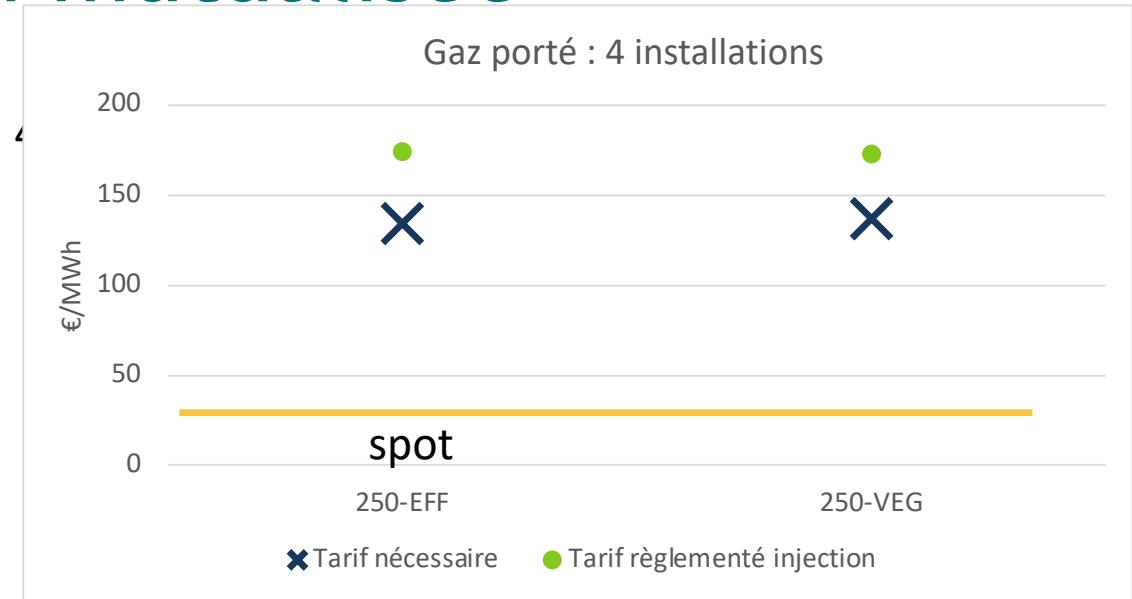
- Epurateur /compresseur / analyseur de gaz
- Automate
- Remorque de transport (mutualisé)
- Système de détente (mutualisé)
- Poste d'injection (mutualisé)

| SC 1: 2 installations | 250-EFF | 250-VEG |
|--------------------------------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | 2 642 | 2 441 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 490 | 540 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 142 | 145 |
| Electricité vendue (MWh) | 0 | 0 |
| Chaleur vendue (MWh) | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | 5 270 | 5 490 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 |

| SC 1: 4 installations | 250-EFF | 250-VEG |
|--------------------------------------|------------|------------|
| Investissement (k€) | 2 503 | 2 302 |
| Charges d'exploitation (k€ / an) | 460 | 510 |
| Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh) | 134 | 137 |
| Electricité vendue (MWh) | 0 | 0 |
| Chaleur vendue (MWh) | 0 | 0 |
| Biométhane vendu (MWh) | 5 270 | 5 490 |
| GNV vendu (MWh) | 0 | 0 |

Gaz porté pour injection mutualisée

Environ 40 €/MWh de moins par rapport au tarif actuel en injection sont nécessaires pour rentabiliser la mise en place du gaz porté sur 4 installations.





Prix électricité, gaz, GES

Evaluation du mécanisme de soutien nécessaire

Pour chaque cas il est évalué l'aide nécessaire pour permettre de rémunérer le producteur au niveau de rentabilité fixé. Le mode de calcul est le suivant :

$$\text{Aide (€/MWh)} = \text{Prix de vente cible} - \text{Prix du marché}$$

Prix de vente cible : prix de vente (électricité ou biométhane selon valorisation) pour atteindre le TRI cible

Prix du marché : Prix moyen sur le marché spot, aux heures de production

- Cogénération non flexible et biométhane : prix moyen annuel
- Cogénération flexible : moyenne des prix aux heures de fonctionnement

Evaluation des réductions de GES

Réductions d'émissions de GES = GES évités – GES émis

GES évités selon valorisation

| Valorisation | Energie substituée | Facteur d'émission (g/kWhPCI) | Hypothèse |
|----------------------|--------------------|-------------------------------|---|
| Cogénération | Electricité | Variable | Calcul à partir historique de production (RTE) + FE ADEME bilan GES |
| | Chaleur (Fioul) | 324 | ADEME bilan GES |
| Injection biométhane | Gaz naturel | 227 | ADEME bilan GES |
| BioGNV (GNC ou GNL) | Diesel | 319 | ADEME bilan GES |

GES émis

| Valorisation | Facteur d'émission (g/kWhPCI) | Hypothèse |
|----------------------|-------------------------------|---|
| Cogénération | 111 | Calcul : valeur biométhane / rendement cogé ; sans valorisation chaleur |
| Injection biométhane | 44 | ADEME bilan GES – Biométhane mix moyen |
| BioGNC | 47 | ADEME bilan GES – bioGNV mix moyen |
| BioGNL | 88,4 | ADEME bilan GES – bioGNL mix moyen |

GNV : gaz naturel véhicule
GNC : gaz naturel compressé
GNL : gaz naturel liquéfié

Evaluation des réduction de GES

| Baisse des émissions annuelles (t eq CO2 économisées/an) | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Cogé sans valo chaleur | -44 | -115 | -115 | -230 | -230 | -460 | -460 |
| Cogé avec valo chaleur | 82 | 180 | 196 | 340 | 395 | 415 | 823 |
| Injection biométhane | | 853 | 888 | 1 691 | 1 751 | 3 079 | 3 325 |
| Cogénération et BioGNV sans valo chaleur | 209 | 134 | 118 | 14 | 6 | -219 | -208 |
| Cogénération et BioGNV avec valo chaleur | 310 | 426 | 429 | 584 | 631 | 656 | 1 075 |
| Cogénération flexible sans valo chaleur | -43 | -114 | -114 | -229 | -229 | -457 | -457 |
| Cogénération flexible avec valo chaleur | 83 | 180 | 197 | 342 | 397 | 417 | 826 |
| Cogénération et injection sans valo chaleur | 262 | 658 | 743 | 1 366 | 1 510 | 2 145 | 2 768 |
| Cogénération et injection avec valo chaleur | 218 | 556 | 634 | 1 143 | 1 272 | 1 744 | 2 223 |
| BioGNL | | 1 849 | 1 926 | 3 666 | 3 795 | 6 675 | 7 209 |
| Gaz porté | | 853 | 888 | | | | |

Les scénario en cogénération ont moins d'impact de baisse des GES que les scénario avec valorisation de biométhane.

Les BioGNL est particulièrement performant car il vient en déduction de diesel, ce qui pourrait être le cas pour le biométhane s'il est utilisé en usage carburant.

Pour la cogénération, la valorisation de la chaleur ou d'une partie du biogaz en GNV est nécessaire pour avoir un impact positif en termes de GES (réduction de GES), étant donné que le mix électrique français est peu carboné (par nucléaire et hydraulique important).

€ aide/MWh

MWh électrique

| € aide/MWh nécessaire | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Cogé sans valo chaleur | 171 | 129 | 154 | 117 | 131 | 115 | 106 |
| Cogé avec valo chaleur | 161 | 121 | 144 | 108 | 122 | 108 | 97 |
| Cogénération et BioGNV sans valo chaleur | | 208 | 232 | 147 | 162 | 124 | 116 |
| Cogénération et BioGNV avec valo chaleur | | 198 | 222 | 138 | 152 | 118 | 106 |
| Cogénération flexible sans valo chaleur | 197 | 147 | 171 | 129 | 143 | 123 | 114 |
| Cogénération flexible avec valo chaleur | 160 | 119 | 124 | 100 | 105 | 96 | 89 |

MWh biométhane

| € aide/MWh nécessaire | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Cogénération et injection sans valo chaleur (électricité) | | 178 | 264 | 132 | 192 | 155 | 87 |
| Cogénération et injection avec valo chaleur (électricité) | | 235 | 273 | 175 | 198 | 154 | 136 |
| Cogénération et injection sans valo chaleur (gaz) | | 69 | 68 | 49 | 49 | 44 | 44 |
| Cogénération et injection avec valo chaleur (gaz) | | 69 | 68 | 49 | 49 | 44 | 44 |

| € aide/MWh nécessaire | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Injection biométhane distribution | | 77 | 82 | 58 | 61 | 56 | 47 |
| Injection biométhane transport | | 81 | 86 | 61 | 63 | 58 | 49 |
| BioGNL | | 116 | 124 | 89 | 93 | 81 | 70 |
| Gaz porté 4 unités | | 103 | 106 | | | | |
| Gaz porté 2 unités | | 111 | 114 | | | | |

Les scénario en injection nécessitent moins d'aide au MWh que les scénario en cogénération.

g CO2 évité/€ aide

| g CO2 évité/€ aide | 100-EFF | 250-EFF | 250-VEG | 500-EFF | 500-VEG | 1000-EFF | 1000-BIOD |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Cogé sans valo chaleur | -236 | -286 | -254 | -304 | -283 | -307 | -323 |
| Cogé avec valo chaleur | 461 | 466 | 454 | 473 | 510 | 288 | 610 |
| Injection biométhane distri | | 1498 | 1432 | 1818 | 1759 | 1860 | 2074 |
| Injection biométhane transport | | 1445 | 1383 | 1759 | 1721 | 1818 | 2022 |
| Cogénération et BioGNV sans valo chaleur | | 270 | 217 | 16 | 7 | -138 | -136 |
| Cogénération et BioGNV avec valo chaleur | | 887 | 814 | 713 | 725 | 425 | 742 |
| Cogénération flexible sans valo chaleur | -206 | -251 | -227 | -272 | -255 | -280 | -293 |
| Cogénération flexible avec valo chaleur | 453 | 451 | 480 | 472 | 533 | 295 | 608 |
| Cogénération et injection sans valo chaleur | | 1181 | 1256 | 1544 | 1645 | 1256 | 1764 |
| Cogénération et injection avec valo chaleur | | 906 | 1151 | 1347 | 1480 | 1143 | 1544 |
| BioGNL | | 2308 | 2192 | 2806 | 2719 | 2998 | 3309 |
| Gaz porté 4 unités | | 1207 | 1181 | | | | |
| Gaz porté 2 unités | | 1139 | 1116 | | | | |

Les valorisations sous forme de méthane permettent d'augmenter significativement l'impact carbone du mécanisme de soutien. Le scénario GNL est particulièrement intéressant car il vient en substitution du diesel, les résultats seraient similaires pour une valorisation en injection avec un usage finale en GNV.

Conclusion

Quels que soient les scénarios, les installations ne pourront pas perdurer au tarif historique de l'énergie. Ceci étant principalement lié aux charges de fonctionnement des installations.

Un maintien en cogénération passera pas des tarifs d'achat (ou tout autre mécanisme) proches des tarifs actuels. Une sécurité de ce mécanisme sur 15 ans est nécessaire (plutôt que 7 ans), cela sécurise à la fois producteur mais également le système énergétique.

La flexibilité en cogénération, dans les conditions actuelles et sans prise en compte de services système, ne semble pas permettre de réduire le besoin soutien économique mais il améliore le bilan GES.

La double valorisation cogénération + bioGNV induit un besoin d'aide par MWh légèrement supérieur mais augmente sensiblement l'impact de cette aide sur les réductions de GES (x2).

Un passage en injection pourra être réalisé à un tarif légèrement inférieur au tarif d'achat actuel.

Le basculement en production de biométhane (injection ou bioGNL) est la solution la plus pertinente d'un point de vue GES au vu du mix énergétique français actuel.

Remerciements



Remerciements

Nous remercions les personnes suivantes qui ont acceptées des échanges écrits ou oraux dans le cadre de cette étude :

- Juan Jose FORNASO, Galileo
- Erwan PAYEN, Edge Energy
- Yannick ROUAND, Air Liquide
- Charline DUBOIS, Air Liquide
- Denis CLODIC, Cryo Pur
- Nicolas BREZIAT, Sublime
- Julidé YASAR SONJOUX, Plateforme GNL Marin et Fluvial
- Olivier POURRET, Energy2Market
- Maxime FLANQUART, Prodeval
- Adrien Zyngerman, ENGIE
- Lola FERRER, ENGIE
- Mieke DECORTE, EBA
- Stefano BOZZETTO, CIB
- Stefanie KÖNIGSBERGER, AGCS Biomethane Registry Austria
- Bernhard DROSG, université de Bodenkultur, Wien
- Jan LIEBETRAU, Rytec
- Jean Marc Onno, AAMF
- François Trubert, AAMF
- Denis Brosset, AAMF
- Gildas Fouchet, AAMF
- Nicolas Robert, AAMF
- Philippe Collin, AAMF
- Servane Lecollinet, AAMF
- David Paillat, AAMF
- Bertrand Guerin, AAMF
- François Clodepierre, AAMF
- Adam Silvère, AAMF
- Jean Frederic Fritsch, AAMF
- Jules Charmoy, Méthacyle
- Mr Vectan , Saria
- Mr Fumery, Saria
- Antoine Lair, Véolia
- Xavier Labat, Adour Méthanisation
- Valnetin Fougerit, KEON

Annexes

Annexe 1

Impact du fonctionnement flexible
de la cogénération

Production aux heures de pointes

La flexibilisation de la production par cogénération au biogaz permet de produire aux heures de pointes de la journée, c'est-à-dire aux heures où la demande est forte et le prix de l'électricité élevé.

Ces heures correspondent également aux heures où l'électricité est la plus carbonée puisqu'il est nécessaire de démarrer des groupes de production de pointe composés notamment de centrales thermiques aux énergies fossiles (gaz et au fioul) mais aussi d'avoir recours à de l'importation de nos pays voisins au mix électrique plus carboné. L'hydroélectricité faiblement carbonée participe également à la production de pointe.

Hypothèses

Les historiques de prix spot de l'électricité ont permis de simuler des programmes de fonctionnement horaire optimisés pour les cogénérateur en concentrant la production sur les heures les plus chères.

Pour évaluer l'impact en terme d'émissions de CO₂, les historiques de production d'électricité par type de production ont aussi été utilisés. Le facteur d'émission moyen à chaque heure a été évalué en considérant les facteurs d'émissions de chaque type de centrale au prorata de leur production.

Hypothèses retenues pour les facteurs d'émission des centrales de production d'électricité

| Type centrale électrique | FE élec | FEP | Rendement | FE combustible |
|--------------------------|------------------------|--|-----------|-----------------------|
| | gCO ₂ /KWhe | EP/EF | % | gCO ₂ /KWh |
| Charbon | 1086 | 2,8 | 36% | 387 |
| Nucléaire | 6 | 3,0 | 33% | |
| Eolien | 7 | 1,0 | 100% | |
| Solaire | 55 | 1,0 | 100% | |
| Hydraulique | 6 | 1,0 | 100% | |
| Fioul - TAC | 932 | 2,9 | 35% | 324 |
| Fioul - Cogén. | 551 | 1,7 | 59% | 324 |
| Fioul - Autres | 940 | 2,9 | 34% | 324 |
| Gaz - TAC | 713 | 2,9 | 34% | 243 |
| Gaz - Cogén. | 421 | 1,7 | 58% | 243 |
| Gaz - CCG | 432 | 1,8 | 56% | 243 |
| Gaz - Autres | 664 | 2,7 | 37% | 243 |
| Bioénergies - Déchets | 473 | 3,1 | 32% | 152 |
| Bioénergies - Biomasse | 68 | 2,8 | 35% | 24 |
| Bioénergies - Biogaz | 64 | 1,8 | 55% | 44 |
| Ech. physiques | 530-240 | Decroissant régulièrement de 1990 à 2022 | | |

Sources :

Base carbone ADEME
RTE, traitement Solagro

Solagro
Calcul

EAA

Effet de la flexibilisation de la cogénération

Prix spot horaire – journée moyenne pour chaque mois

| Prix 2018 | mois | | | | | | | | | | | | Moy heure | |
|--------------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----------|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | | |
| heure | 0 | 28 | 43 | 44 | 33 | 35 | 41 | 49 | 54 | 57 | 59 | 58 | 49 | 46 |
| | 1 | 24 | 41 | 40 | 27 | 30 | 37 | 45 | 50 | 53 | 54 | 54 | 43 | 42 |
| | 2 | 22 | 40 | 38 | 26 | 27 | 34 | 43 | 48 | 49 | 51 | 51 | 41 | 39 |
| | 3 | 19 | 37 | 35 | 22 | 23 | 30 | 42 | 47 | 46 | 47 | 48 | 38 | 36 |
| | 4 | 17 | 36 | 34 | 21 | 20 | 28 | 42 | 46 | 45 | 47 | 47 | 36 | 35 |
| | 5 | 22 | 39 | 37 | 26 | 23 | 31 | 43 | 48 | 48 | 51 | 51 | 39 | 38 |
| | 6 | 29 | 44 | 46 | 33 | 29 | 36 | 48 | 54 | 60 | 60 | 59 | 46 | 45 |
| | 7 | 38 | 54 | 55 | 39 | 37 | 46 | 53 | 60 | 66 | 73 | 71 | 56 | 54 |
| | 8 | 41 | 58 | 59 | 42 | 42 | 49 | 55 | 62 | 70 | 76 | 77 | 59 | 58 |
| | 9 | 42 | 58 | 61 | 42 | 42 | 49 | 55 | 63 | 70 | 77 | 77 | 62 | 58 |
| | 10 | 42 | 55 | 58 | 39 | 39 | 47 | 54 | 62 | 68 | 74 | 74 | 62 | 56 |
| | 11 | 42 | 54 | 53 | 37 | 38 | 48 | 54 | 61 | 67 | 71 | 73 | 62 | 55 |
| | 12 | 41 | 51 | 49 | 35 | 36 | 46 | 53 | 61 | 65 | 69 | 71 | 62 | 53 |
| | 13 | 40 | 49 | 47 | 31 | 34 | 43 | 51 | 59 | 62 | 65 | 70 | 60 | 51 |
| | 14 | 37 | 47 | 45 | 29 | 31 | 41 | 50 | 57 | 59 | 62 | 68 | 59 | 49 |
| | 15 | 37 | 45 | 44 | 28 | 30 | 40 | 50 | 57 | 58 | 61 | 70 | 58 | 48 |
| | 16 | 38 | 46 | 43 | 28 | 31 | 40 | 50 | 57 | 59 | 62 | 73 | 60 | 49 |
| | 17 | 43 | 52 | 47 | 30 | 34 | 43 | 54 | 61 | 64 | 70 | 86 | 67 | 54 |
| | 18 | 48 | 61 | 55 | 36 | 39 | 46 | 57 | 65 | 71 | 80 | 99 | 69 | 61 |
| | 19 | 46 | 63 | 66 | 42 | 43 | 50 | 59 | 68 | 75 | 88 | 87 | 66 | 63 |
| | 20 | 40 | 56 | 58 | 42 | 40 | 48 | 58 | 67 | 76 | 79 | 73 | 60 | 58 |
| | 21 | 35 | 47 | 50 | 42 | 39 | 46 | 56 | 67 | 70 | 70 | 64 | 54 | 53 |
| | 22 | 35 | 47 | 49 | 40 | 44 | 50 | 58 | 65 | 67 | 67 | 64 | 55 | 54 |
| | 23 | 33 | 46 | 44 | 36 | 40 | 46 | 54 | 60 | 62 | 63 | 61 | 53 | 50 |
| Moy Mois | | 35 | 49 | 48 | 34 | 34 | 42 | 51 | 58 | 62 | 66 | 68 | 55 | 50 |

Source : d'après ENTSOE

Programme de production pour une unité de biogaz avec 2 moteurs de 100%, gazomètre 12h

- Fonctionnement 12h sur heure les plus chères (pointe)
- Arrêt sur les 12h les moins chères

Le programme journalier est optimisé pour chaque mois : exemple en janvier les moteurs fonctionneront de 7h à 13h et de 16h à 20h

| heure | mois | | | | | | | | | | | | | |
|-------|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|--|
| | 2018 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 7 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | |
| 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 13 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 16 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | |
| 17 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 21 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | |
| 22 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | |



Effet de la flexibilisation de la cogénération

En moyenne sur 2012-2021, pour 12h de fonctionnement journalier, l'électricité substitué sur le réseau sera 15% plus cher et 5% plus carbonée.

Pour 6h de fonctionnement, la différence de prix augmenterait encore à +22% et le facteur d'émission à +6%

Prix moyen de l'électricité, aux heures de fonctionnement de la cogénération, selon le nombre d'heure de fonctionnement journalier des cogénérateurs

| Prix moy | Base | Pointe | | | | Ecart / fonctionnement base | | | |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 6h | 8h | 10h | 12h | 6h | 8h | 10h | 12h |
| €/MWh | | | | | | | | | |
| 2012 | 47 | 59 | 58 | 56 | 55 | +27% | +23% | +20% | +17% |
| 2013 | 43 | 54 | 53 | 52 | 51 | +24% | +22% | +19% | +17% |
| 2014 | 35 | 42 | 42 | 41 | 40 | +23% | +21% | +19% | +17% |
| 2015 | 38 | 46 | 45 | 45 | 44 | +19% | +17% | +16% | +14% |
| 2016 | 37 | 46 | 44 | 43 | 42 | +24% | +21% | +18% | +16% |
| 2017 | 45 | 54 | 53 | 52 | 51 | +19% | +17% | +15% | +13% |
| 2018 | 50 | 60 | 59 | 58 | 57 | +19% | +17% | +15% | +13% |
| 2019 | 39 | 47 | 46 | 46 | 45 | +19% | +17% | +16% | +13% |
| 2020 | 32 | 40 | 39 | 38 | 37 | +24% | +21% | +18% | +16% |
| 2021 | 109 | 132 | 129 | 127 | 124 | +21% | +18% | +16% | +14% |
| Moy | 48 | 58 | 57 | 56 | 55 | +22% | +19% | +17% | +15% |

Facteur d'émission moyen de l'électricité substituée, aux heures de fonctionnement de la cogénération, selon le nombre d'heure de fonctionnement journalier des cogénérateurs

| FE moy | Base | Pointe | | | | Ecart / fonctionnement base | | | |
|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------|------------|------------|------------|
| | | 6h | 8h | 10h | 12h | 6h | 8h | 10h | 12h |
| kgeqCO2/MWh | | | | | | | | | |
| 2012 | 50 | 54,8 | 54,6 | 54,3 | 54,0 | +9% | +8% | +8% | +7% |
| 2013 | 67 | 71,1 | 71,0 | 70,6 | 70,4 | +7% | +7% | +6% | +6% |
| 2014 | 40 | 42,9 | 42,7 | 42,6 | 42,4 | +7% | +7% | +7% | +6% |
| 2015 | 45 | 47,9 | 47,9 | 47,9 | 47,8 | +6% | +6% | +6% | +5% |
| 2016 | 57 | 59,8 | 59,7 | 59,7 | 59,5 | +5% | +5% | +5% | +5% |
| 2017 | 68 | 70,3 | 70,2 | 70,1 | 70,1 | +4% | +4% | +4% | +4% |
| 2018 | 48 | 50,8 | 50,7 | 50,6 | 50,5 | +5% | +5% | +5% | +5% |
| 2019 | 47 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,7 | +4% | +4% | +4% | +4% |
| 2020 | 46 | 47,5 | 47,5 | 47,7 | 47,6 | +3% | +3% | +3% | +3% |
| 2021 | 48 | 50,9 | 50,6 | 50,5 | 50,3 | +6% | +5% | +5% | +5% |
| Moy | 52 | 54 | 54 | 54 | 54 | +6% | +5% | +5% | +5% |

Calcul optimisé

Les agrégateurs qui opèrent sur le marché allemand pour les unités de biogaz flexibles proposent des optimisations plus fines typiquement avec des programmes chaque jour différent optimisés d'une semaine à l'autre.

Energy2Market est un agrégateur, qui agrège environ 2000 méthaniseurs en cogénération sur le marché allemand. Il a réalisé une simulation sur le marché français en considérant les hypothèses suivantes :

- 2 moteurs de 100% de la capacité de production de biogaz
- En service les moteurs peuvent moduler de 50% à 100% de leur charge
- Chaque moteur ne peut démarrer que 2 fois par jour
- Pas de contrainte pour production chaleur
- Pas de participation à du service système

Uniquement sur le marché spot, les gains annuels supplémentaires générés par la flexibilité sont de 15 à 18% sur les 3 dernières années, par rapport à une vente de l'électricité sur le marché en production continue (ces gains ne prennent pas en compte les surcoûts en CAPEX et OPEX pour mettre en œuvre la flexibilité).

La participation à des services système pourrait permettre de compléter les revenus

Résultat de la simulation

| | | Prix moyen | | Gain supplémentaire | |
|------|-----------|------------|----------|---------------------|--------|
| | | base | Flexible | mensuel | annuel |
| 2019 | janvier | 61,15 | 68,48 | 12% | 15% |
| | février | 46,61 | 52,19 | 12% | |
| | mars | 33,85 | 39,42 | 16% | |
| | avril | 38,10 | 43,62 | 14% | |
| | mai | 37,20 | 42,38 | 14% | |
| | juin | 29,24 | 34,86 | 19% | |
| | juillet | 37,69 | 42,34 | 12% | |
| | août | 33,36 | 38,25 | 15% | |
| | septembre | 35,55 | 41,96 | 18% | |
| | octobre | 38,62 | 45,66 | 18% | |
| | novembre | 45,95 | 51,89 | 13% | |
| | décembre | 36,47 | 42,91 | 18% | |
| 2020 | janvier | 37,97 | 43,25 | 14% | 18% |
| | février | 26,25 | 31,44 | 20% | |
| | mars | 23,83 | 28,75 | 21% | |
| | avril | 13,41 | 17,16 | 28% | |
| | mai | 14,87 | 18,70 | 26% | |
| | juin | 25,85 | 30,07 | 16% | |
| | juillet | 33,42 | 37,94 | 14% | |
| | août | 36,76 | 41,81 | 14% | |
| | septembre | 47,19 | 55,05 | 17% | |
| | octobre | 37,87 | 44,68 | 18% | |
| | novembre | 40,14 | 46,05 | 15% | |
| | décembre | 48,42 | 56,85 | 17% | |
| 2021 | janvier | 59,47 | 67,25 | 13% | 16% |
| | février | 49,01 | 56,91 | 16% | |
| | mars | 50,23 | 58,48 | 16% | |
| | avril | 63,15 | 72,68 | 15% | |
| | mai | 55,26 | 67,62 | 22% | |
| | juin | 73,56 | 83,31 | 13% | |
| | juillet | 78,31 | 89,86 | 15% | |
| | août | 77,40 | 92,77 | 20% | |
| | septembre | 135,30 | 153,97 | 14% | |
| | octobre | 172,54 | 205,20 | 19% | |
| | novembre | 217,24 | 243,51 | 12% | |
| | décembre | 274,51 | 308,16 | 12% | |

D'après Energy2Market