



Consommation du Gaz Naturel en France

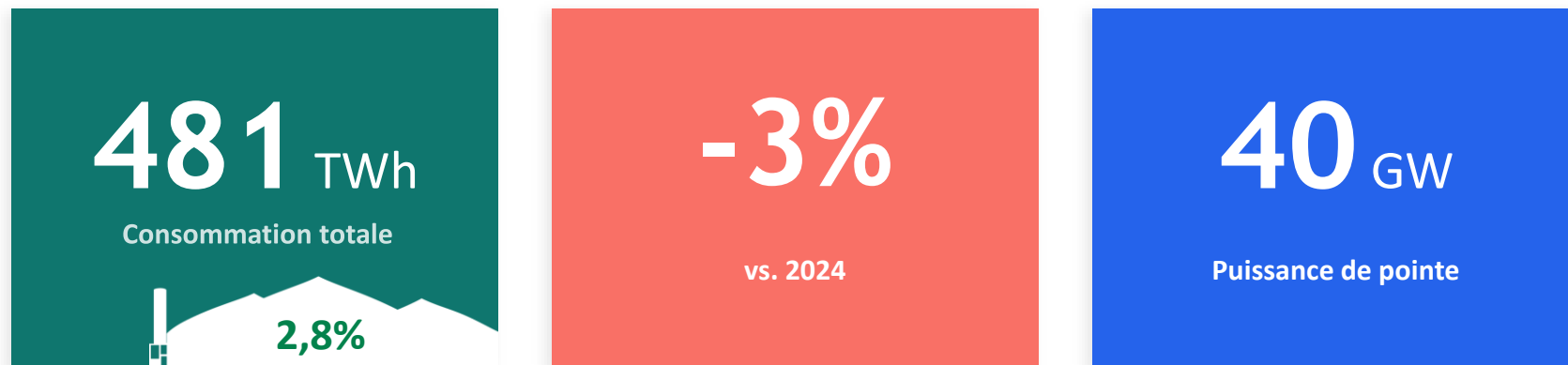
Top 5 des secteurs consommateurs

Bilan 2025 | Sources : NaTran, Cdc



Chiffres clés 2025

Vue d'ensemble de la consommation de gaz naturel en France

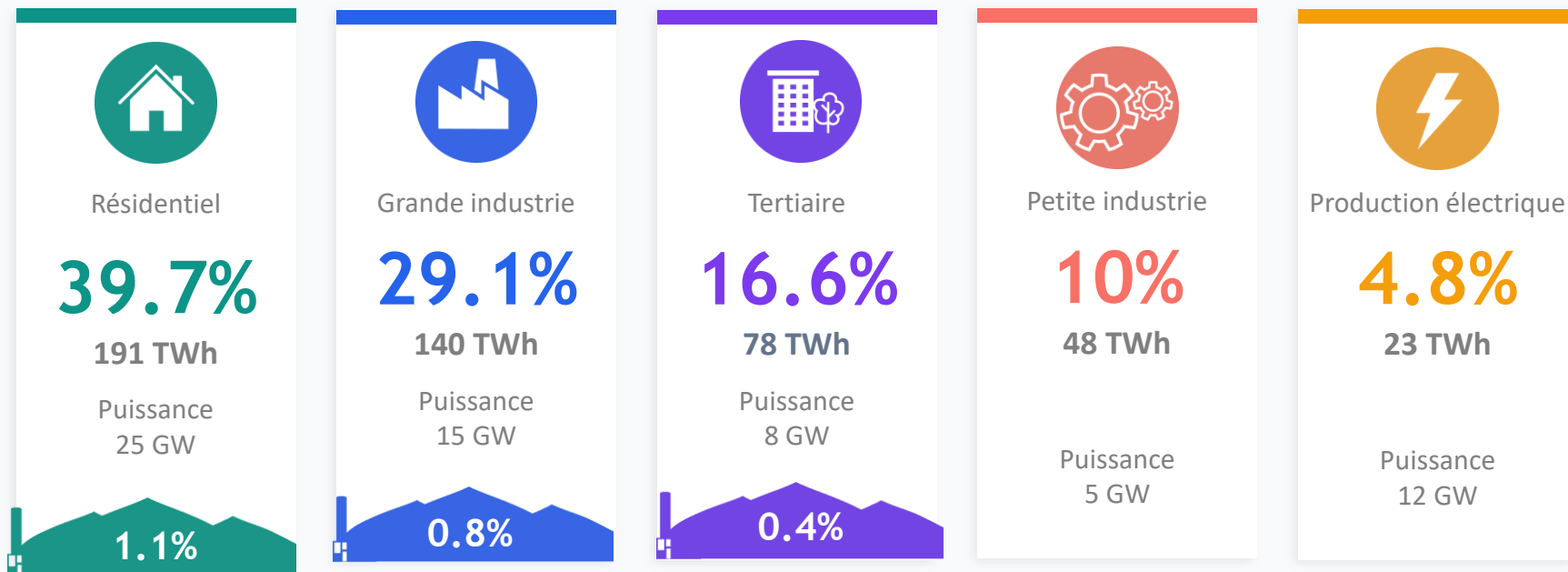


Contexte

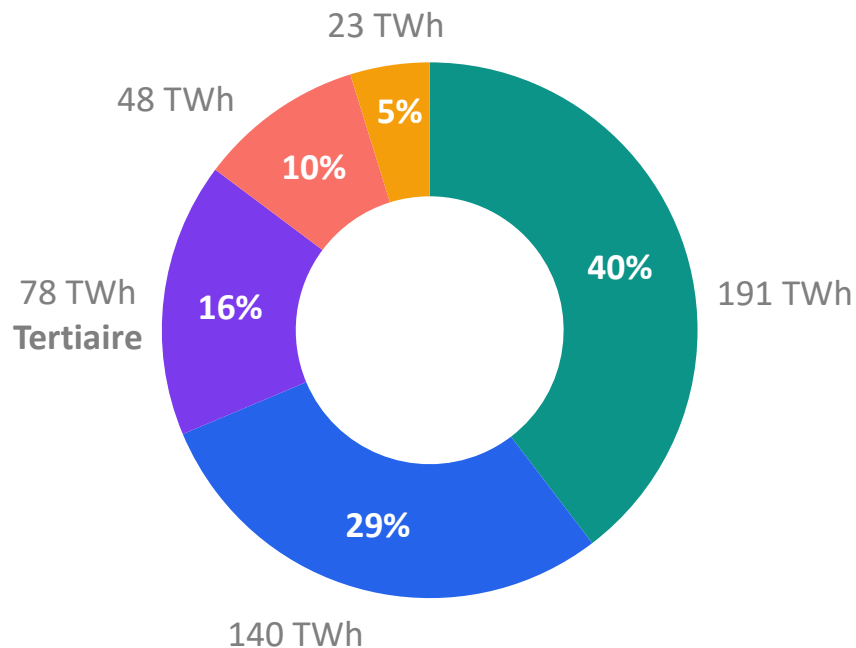
- Baisse continue depuis 2021, accélérée par la crise énergétique.
- Efficacité énergétique accrue (isolation, équipements performants).
- Sobriété résidentielle et tertiaire maintenue.
- Biogaz en forte croissance : 13,5 TWh produits (2024 : +17%).

Top 5 des secteurs consommateurs

Répartition par secteur - 481 TWh au total



Répartition et tendances



- Industrie : en recul**
La chimie et le raffinage accusent les plus fortes baisses (-7% pour les grands industriels).
- Électricité : en hausse**
Les centrales à gaz sollicitées davantage (+6,8%) par la moindre production hydraulique.
- Biogaz en plein essor**
13,5 TWh produits en 2025, soit +17%.
802 sites de méthanisation actifs.
948 sites en file d'attente, 14,5 TWh/an
- Sobriété résidentielle**
Isolation, équipements performants et sobriété entraînent un recul de -3,1% des distributions publiques.

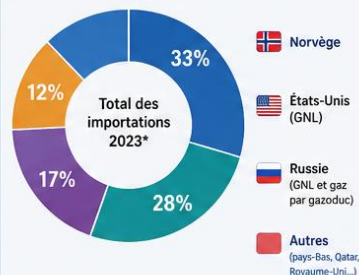


2023

D'OÙ VIENT LE GAZ DE LA FRANCE ?

Les principales sources d'approvisionnement

RÉPARTITION DES IMPORTATIONS EN 2023*



*Données estimatives - Source : CRE, Eurostat, GRTgaz

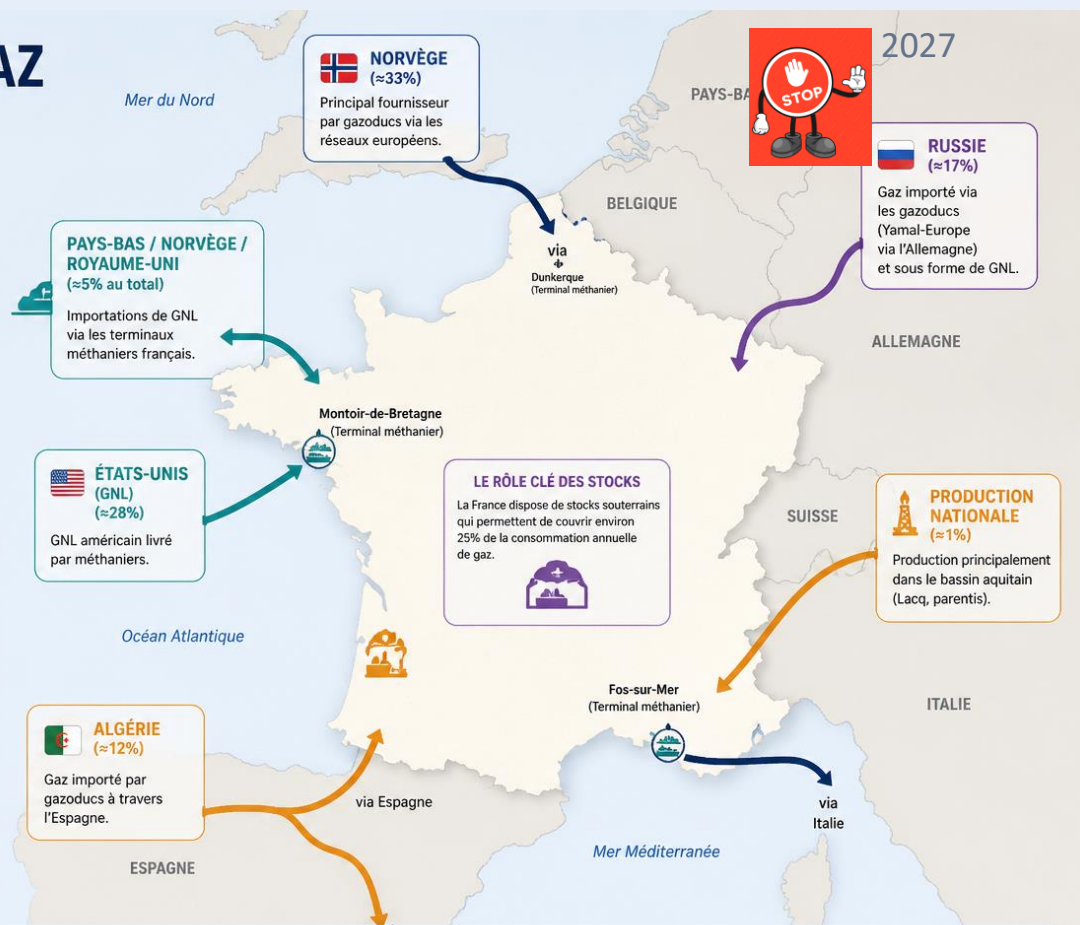
LES DIFFÉRENTES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

GAZ PAR GAZODUC
Gaz acheminé par des réseaux de pipelines terrestres ou sous-marins.

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)
Gaz refroidi à -162°C pour être transporté par navire méthanier, puis regazéifié en France.

PRODUCTION NATIONALE
Gaz produit sur le territoire français.

STOCKS SOUTERRAINS
Le gaz est stocké puis restitué en fonction des besoins.



Le gaz en France



Consommation annuelle 2023* :
≈ 400 TWh



Part du gaz dans le mix énergétique :
≈ 18%

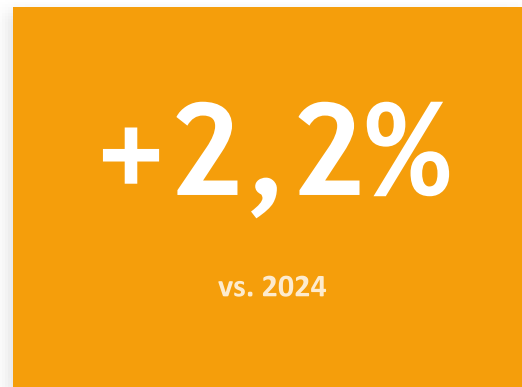
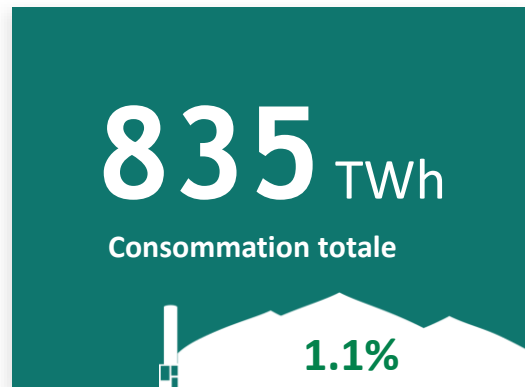


Plus de 99% du gaz consommé en France est importé.

Sources : CRE, GRTgaz, Eurostat, DGEC - Données 2023*

Comparaison avec l'Allemagne

Vue d'ensemble de la consommation de gaz naturel en Allemagne



Contexte

- Légère hausse de +2,2% en 2025 (864 TWh vs 845 TWh en 2024)
- 60% industrie, 40% ménages et tertiaire (Bundesnetzagentur)
- -13,5% vs moyenne 2018-2021 malgré la reprise
- **LNG : 106 TWh importés (10,3% du total), Norvège 1er fournisseur (44%)**

Le biométhane en Allemagne

Vue d'ensemble de la production de biométhane en Allemagne

Biométhane injecté

10 TWh

vs 13.7 en FR

Nombre de stations

11 000

vs 1800 en FR

Nombre de points d'injection

200

vs 802 en FR

Contexte

Le cas allemand est structurellement différent de la France :

- L'Allemagne valorise surtout son biogaz pour produire de l'électricité renouvelable.
- Sur ses 11 000 unités de méthanisation, seules 200 environ injectent du biométhane dans le réseau de gaz.

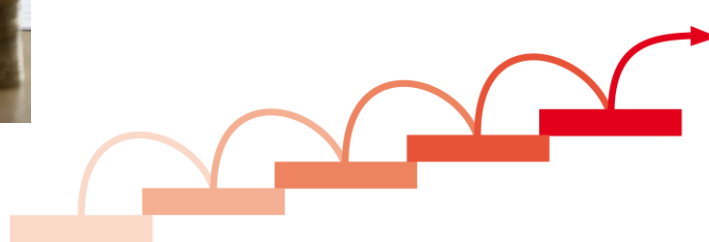
Subventions au biomethane (Chiffres clés 2025)

Correctif
Bugdet 2019 -2028

PPE2 2019 -2023



9,7 Md€

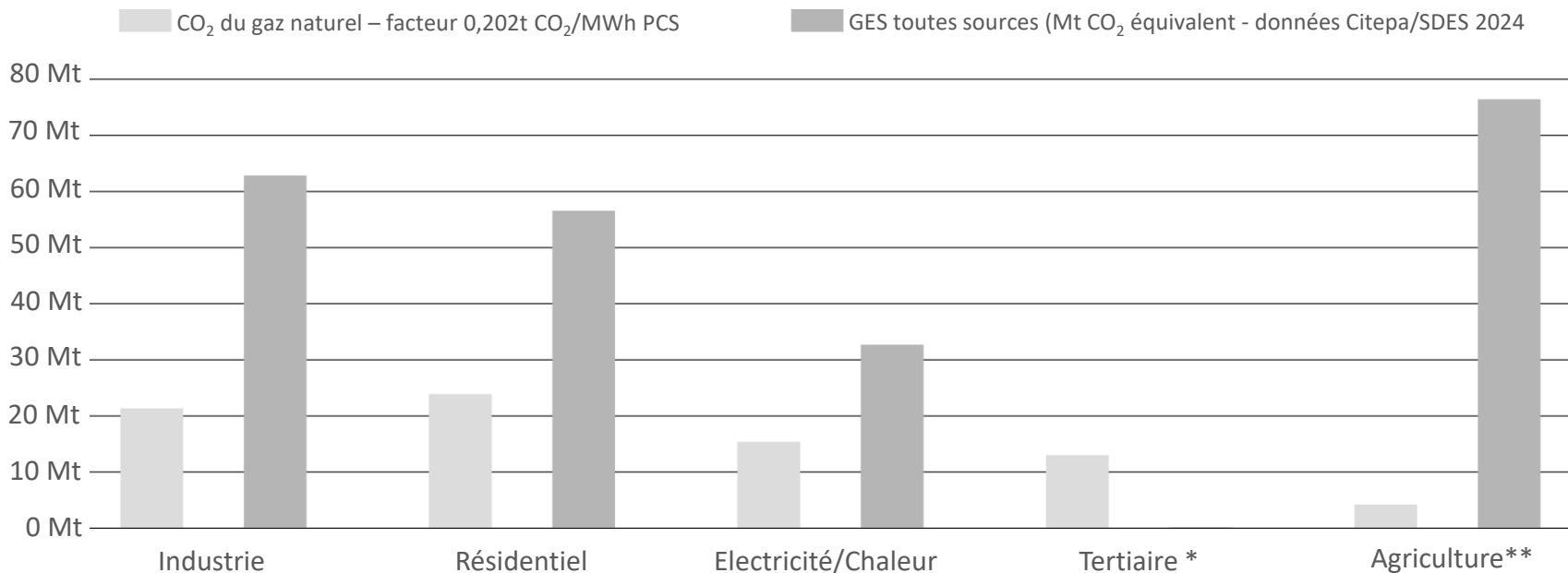


17 Md€



PA NG :
12 M€

FR - Qui émet des GES ?



* Tertiaire intégré au bloc résidentiel – tertiaire (57Mt) dans la nomenclature Citepa – non dissocié dans les statistiques officielles

**Agriculture : GES dominés par CH₄ (élevage) et N₂O (engrais), pas par la combustion de gaz naturel

Sources : SDES 2025, Citepa Secten 2025.

GES : Constats

L'agriculture

Le cas le plus frappant : quasi-absente en émissions CO₂ du gaz (4,6 Mt), elle explose en GES toutes sources (77 Mt), entièrement à cause du méthane de l'élevage et du protoxyde d'azote des engrais (qui n'ont rien à voir avec la combustion de gaz naturel).

Le tertiaire

N'est pas dissocié du résidentiel dans la nomenclature Citepa (ils sont fusionnés à 57 Mt), d'où l'absence de barre GES pour ce secteur.

La production d'électricité/chaaleur

Est relativement faible (33 Mt GES) grâce au nucléaire : la France se distingue nettement de ses voisins européens sur ce point.

Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie



Rapport public thématique mars 2026



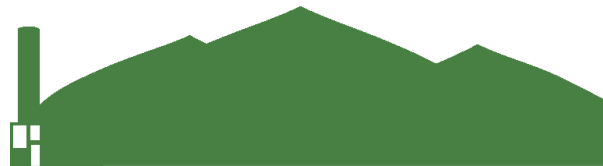
La politique de soutien au biogaz a atteint ses objectifs quantitatifs mais à un coût élevé, avec des rentabilités excessives, des objectifs insuffisamment étayés, et une gouvernance éclatée entre ministères de l'énergie, de l'agriculture et de l'écologie.

Elle formule 8 recommandations dont : contrôle périodique de la rentabilité, redéfinition des objectifs CPB à horizon 2035 sur base indépendante, révision du soutien à la cogénération, et mise à jour urgente de la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse.



Ce que le biogaz coûte à l'état

Résumé en chiffres



1

Charges de service public
(tarifs d'achat) 2011-2022



2,6 Md€ versés au titre des obligations d'achat sur la période,
dont cogénération et biométhane injecté

2

Engagements contractuels
restant à décaisser fin 2022
(contrats 15-20 ans déjà signés)



Biométhane injecté
entre **12,7** et **16,2 Md€** à couvrir d'ici 2037



Cogénération biogaz
entre **2,2** et **3,9 Md€** d'ici 2042



Nouveaux contrats d'injection signés jusqu'en 2028
~7 Md€ supplémentaires estimés



Total engagements contractuels (à décaisser)
~22 à 27 Md€ d'ici 2042



Ce que le biogaz coûte à l'état

Résumé en chiffres



3

Subventions d'investissement

(Ademe + Régions/Feder) 2019-2023



0,5 Md€

dont 517 M€ Ademe seule depuis 2007

4

Réfaction Raccordement

réseau de gaz 2019-2023



147,5 M€

pris en charge par les consommateurs de gaz,
pas par le budget d'Etat

5

Prêts sans garantie

BPIFRANCE



175 M€

mis à disposition (peu sollicité) 5,8 M€ utilisés
au 30 juin 2024 pour l'enveloppe agricole)

6

Exonérations fiscales (TFPB,
CFE, CVAE) à la métha agricole



2 M€/an

recettes perdues par les collectivités,
non compensées par l'Etat

7

Engagements hors bilan Etat
(biométhane), fin 2024



17,2 Md€

engagements totaux filière biométhane
(valeur actualisée au 31 décembre 2024)
pour comparaison à fin 2024 :
éolien terrestre **5,5 Md€**, éolien en mer **12,3 Md€**



Ce que le biogaz coûte à l'état

Résumé en chiffres



8

Coût unitaire

parmi les plus élevés des EnR*



393 € > coût d'abattement estimé par tonne de CO₂ évitée

contre

250 € > valeur de l'action climatique fixée (2018 tCO₂ pour 2030)

* Le biogaz est explicitement qualifié de filière «parmi les plus onéreuses» du soutien EnR par MWh

9

Tarifs d'achat moyen en 2022

(très au dessus du prix du marché)**



Cogénération biogaz

185,8 €/MWh électrique

Prix du marché

~ **84 €/MWh** électrique



Biométhane injecté

109,4 €/MWh PCS

Prix du marché

~ **36 €/MWh PCS**

** Des tarifs d'achat 2 à 3 fois supérieurs au prix du marché

10

Nouveaux engagements prévus

2024-2029 (dispositif CPB)



8 à 40 Md€

soit

1,2 à 2,8 Md€ de charges annuelles

de charges totales selon l'usage des certificats de production de biogaz (estimation de la DGEC)



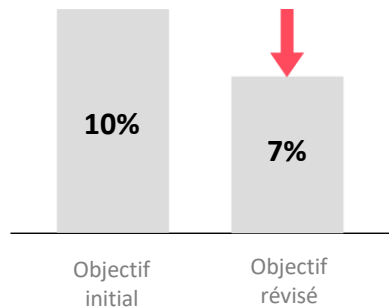
Biogaz, un soutien qui pose question



1

Objectifs

mal étayés et fluctuants

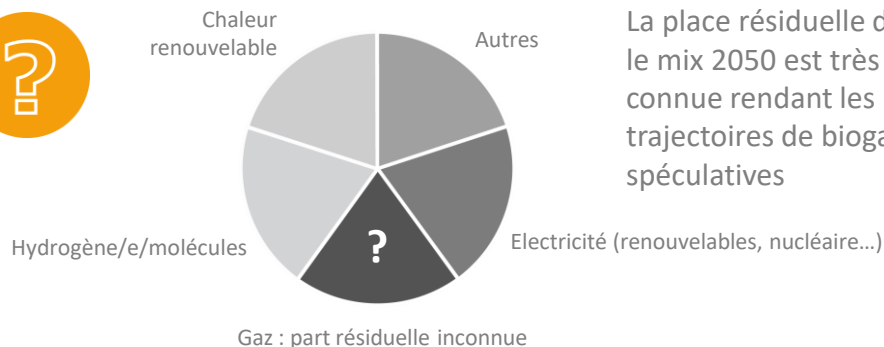


Les cibles biogaz ont été revues à la baisse par rapport à la consommation de gaz prévue en 2030 pour des raisons purement budgétaires, sans raisonnement énergétique structuré.

2

Incertitude radicale

sur la place du biogaz
à long terme



La place résiduelle du gaz dans le mix 2050 est très mal connue rendant les trajectoires de biogaz spéculatives



Biogaz, un soutien qui pose question



3

Prospective insuffisante



+125%
des charges par
consommateur

Jusqu'à **X3**
des tarifs réseau
d'ici 2050

- Moins de volumes acheminés
- Charges fixes réparties sur moins d'utilisateurs
- Risque pour l'équilibre financier

Absence de scénarios consolidés gaz + électricité (RTE/GRTgaz). La baisse de la consommation de gaz pourrait menacer l'équilibre financier des réseaux de distribution.

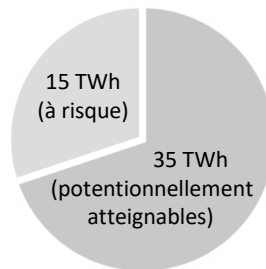
4

Incertitude majeure sur la disponibilité de la biomasse d'ici 2030



Données sur
les gisements

- Données incomplètes
- Méthodes hétérogènes
- Manque de coordination



50 TWh visés

Le SGPE estime que **15 des 50 TWh** visés pour 2030 pourraient ne pas être atteints faute de biomasse. Les données sur les gisements restent lacunaires et non coordonnées.

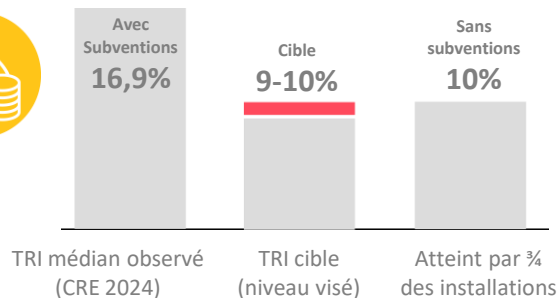


Biogaz, mécanismes de soutien et leurs coûts



1

Rentabilités excessives avérées

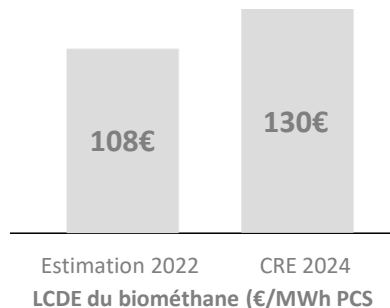


Les trois quarts des installations atteignent le TRI ciblé de 10% sans subventions, ce qui remet en cause leur utilité

L'analyse de CRE 2024 révèle un **TRI médian de 16,9%** avant impôt (avec subventions) pour les installations d'injection de biométhane bien au-delà de la cible de 9-10%.

2

Coûts de production qui ne baissent pas



Contrairement aux anticipations de la PPE 2020 (baisse de 35% d'ici 2028), le LCDE du biométhane n'a pas diminué.



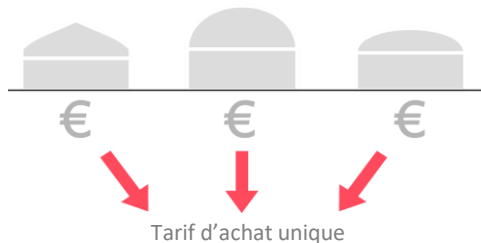
Biogaz, mécanismes de soutien et leurs coûts



3

Tarifs d'achat

en guichet ouvert inadaptés à la diversité des situations



Tarifs d'achat uniformes là où la filière est hétérogène, ils génèrent structurellement des « surentabilités ».

4

Cumul

tarif d'achat + subventions d'investissement



Tarif d'achat
(revenus garantis)

+

Subventions
d'investissement
(aides publiques)

Singularité française non articulée, les premiers arrêtés de 2011 ignorant les seconds.

Effets cumulatifs non maîtrisés = surentabilités



Biogaz, mécanismes de soutien et leurs coûts



5

Absence

de remontée systématique des données financières



~~2016~~
cogénération

Manque de transparence et de pilotage

~~2021~~
injection

Malgré des obligations légales depuis 2016 (cogénération) et 2021 (injection), la CRE n'a jamais mis en place le recueil annuel.

6

Gestion

« par à-coups »



Alternance de «sursoutien», resserrement brutal, relance (arrêté 2023 revalorisé sans analyse préalable fine des coûts), instabilité préjudiciable à la filière

Des mécanismes instables, coûteux et mal pilotés pour la collectivité et pour la transition énergétique.



« Surrentabilités »



Relance



Frein au projets et à la filière



Instabilité durable

Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie

CdC - Rapport public thématique mars 2026

Biogaz

Des CPB beaucoup trop flous



Marchés non définis

Surveillance des marchés primaires et secondaires **inconnue** à ce jour



Impact consommateurs non évalué

Hausse de **26%** de la facture de gaz en 2030 **sans** étude solide



Risque de défaillance

Concentration, illiquidité, abandons de projets



Assiette incohérente

Charge sur les ménages, pas sur l'industrie



-15% : Trajectoire 2026 - 2028 incertaine

Objectifs irréalistes, manque de projets

Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie

CdC - Rapport public thématique mars 2026

Biogaz

Peu de contrôles, trop d'insécurité



Contrôles ICPE insuffisants

Taux faible des contrôles obligatoires,

Non-conformité souvent détectées **après plaintes**

Décembre 2021 – novembre 2023 :

1383 contrôles / **1911** méthaniseurs = **91** mises en demeure



Accidentologie en hausse

Augmentation des accidents (incendies, explosions, pollutions)

Culture du risque insuffisante

En 2023, action nationale sur les **fuites de méthane**



Surveillance des émissions défaillante

Fuites de méthane

Déclarations RED II partielles

(~ 1/3 des sites d'injection)

Le soutien aux énergies renouvelables à travers les charges de service public de l'énergie

CdC - Rapport public thématique mars 2026

Agriculture et environnement

Un développement agricole sous tension



Effets sur pratiques agricoles non suivis

Aucun indicateur national officiel

Plan EEMA : **aucun bilan** des bénéfices annoncés



Risques sur culture et sols

CIVE et épuisement des sols

Surconsommation d'eau et d'engrais

Dépendances aux « **bonnes pratiques** »



Conflits d'usage de la biomasse

Tensions alimentation, élevage, méthanisation

Conflits accentués pour les grandes unités



Bénéfices incertains pour les petits agriculteurs

Profits réservés aux agro-méthaniers

(+ 46 K à +56 K€ par an)

Apporteurs et récupérateurs sans gains



Cogénération peu justifiable

Electricité biogaz trop coûteuse

Soutien sans évaluation crédible



Oppositions locales non mesurées

Conflits riverains non recensés

Impact social méconnu

Bénéfices incertains, risques environnementaux réels, gouvernance à renforcer...