



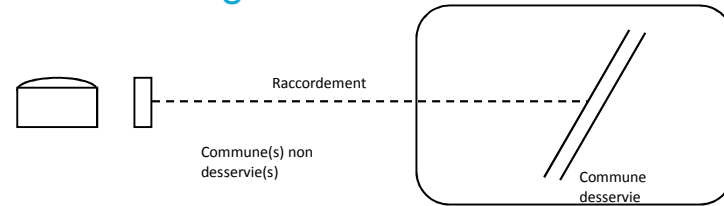
Les conditions de raccordements aux réseaux gaz et les prévisions PPE

Les conditions de raccordement aux réseaux gaz

Un paysage réglementaire qui continue à évoluer pour orienter la filière...

- Article L. 555-25 du code de l'environnement (modifié par l'ordonnance 2016-282 du 10/03) : Possibilité de raccorder un site de méthanisation en zone de non distribution gazière.

Site de méthanisation et poste d'injection situés hors ZDG (HZDG) raccordement et traversée d'une zone non desservie jusqu'à un réseau de distribution, sans pouvoir raccorder un client.



- Arrêté du 13 décembre 2016: fixe les conditions d'achat d'électricité pour les projets > 300kWélec → Priorité à l'injection gaz.
- Arrêté du 30 novembre 2017: Réfaction de 40% sur le coût de raccordement aux réseaux de distribution.
- Arrêté du 10 janvier 2019: Réfaction de 40% sur le coût de raccordement aux réseaux de transport de gaz naturel et au poste d'injection plafonné à 400 k€.

- Loi EGALIM octobre 2018:
Droit à l'injection.

« Art. L. 453-9. – Lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ce décret précise la partie du coût des renforcements des réseaux à la charge du ou des gestionnaires des réseaux et celle restant à la charge du ou des producteurs ainsi que la répartition de cette dernière entre les différents producteurs concernés.

Projet de décret relatif au droit à l'injection



Ce décret précisera la répartition du coût des renforcements des réseaux entre les gestionnaires des réseaux et les producteurs de biométhane.

Projet de décret non validé

REGLES

Aménagements considérés comme être un renforcement:

- Renouvellement ou doublement d'une cana existante
- Maillages
- Modification de poste de détente
- Rebours

Elaboration d'un zonage de raccordement des sites de production pour validation CRE révisable tous les 2 ans

Ratio technico-économique I/V:

- Plafond < 3000 €/m³.h
- Enveloppe globale = 300 M€
- Probabilisation des états d'avancement des projets identifiés
- Validation des investissements par la CRE avant travaux

Négociation en cours pour relever les critères

Si I/V > 3000 €/m³ → Possibilité à un ou plusieurs porteurs de projet de participer à l'équilibre du I/V

Possibilité donnée aux opérateurs de réseaux gaz d'anticiper les surdimensionnements et les surinvestissements des renforcements pour d'autres utilisateurs autres que pour le biométhane

Ce décret n'intègre pas les raccordements qui restent à charge des producteurs avec réfaction

La PPE 2023 - 2028

Une PPE 2023-2028 décevante: Qu'est ce qui en l'état ne convient pas à la filière biométhane ?

Les ambitions

Une volonté de baisse des coûts drastiques et trop rapide

Un système d'appel d'offre non adapté à la filière à date

I. Des ambitions en retrait par rapport à 2015

- On évoque en scénario de base 7% en 2030 (au lieu des 10% inscrits dans la loi)
- PPE: 6 TWH injectés en 2023 (quand on en a à date 14 TWH dans le registre des capacités qui se mettront en service dans les 4 ans)

II. Une contrainte sur le prix de production

- Trajectoire de coûts de référence :
 - 2023 : 67 €/MWh PCS
 - 2028 : 60 €/MWh PCSLa filière milite pour 67€/MWh en 2030

III. Un système d'appel d'offre minimaliste

- Des contrats de rachat limités à des projets < 15 GWh/an
- 2 appels d'offres par an pour un objectif de production annuelle de 350 GWh PCS par an chacun, soit 700 GWh chaque année

La filière biométhane se mobilise pour être force de proposition afin de rendre la filière plus compétitive ...

Propositions de la filière pour permettre le décollage d'une filière biométhane compétitive

LA filière a identifié 8 leviers proposés à actionner

Ces propositions concrètes soutenues par les acteurs de la filière, les régions et de nombreux parlementaires

Le circuit législatif reste à définir: décret ou loi

Les tarifs doivent être validés par la commission européenne (fin 2019 au mieux)

- ❑ **Fixer une nouvelle trajectoire de volume et de tarif:**
 - ❑ 8 TWh en 2023 en cohérence avec les 14TWh enregistrés et 10% en 2030
 - ❑ Une baisse moyenne du tarif d'achat de 3 euros par an pour la décennie 2021-2030
- ❑ **Objectiver/quantifier les externalités positives, et principalement celles qui impactent les finances publiques : eau, air (GES et particules), sols, emploi**
- ❑ **Allonger la période d'achat du biométhane de 15 à 20 ans**
- ❑ **Conserver les tarifs d'achat pour les sites agricoles et limiter la mise en place des appels d'offre aux sites produisant plus de 40 GWh/an et ce en 2021;**
- ❑ **Droit à l'injection accessible aux collectivité ou syndicats**
- ❑ **Mettre en place un pilotage filière pour l'industrialisation et la baisse des coûts du biométhane** (bonnes pratiques, innovations...)

Autres pistes: formation, Cmax annualisé, bonifier les tarifs si financement participatif, meilleure gestion des GO...)



MERCI

Les textes réglementaires concernant l'injection

Novembre 2011 : 4 décrets et 4 arrêtés qui définissent l'essentiel du dispositif réglementaire de l'injection

- Les intrants autorisés
- Les tarifs d'achat
- Les garanties d'origine
- L'acheteur de biométhane & acheteur de dernier recours



Février 2013 : La double valorisation

- Les conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel;
- Les conditions d'achat de l'électricité et du biométhane produits à partir de biogaz;

Juin 2014 : autorisation d'injection du biométhane issu de boues et tarif associé

Juillet 2016: le décret du 07/07/2016 fixe une limite en cultures énergétiques dans une proportion maximale de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile