

Convention d'affaires du biogaz et de la méthanisation

6-7 Nov. 2018

LA ROCHELLE

#b2bmeta

6^e édition



Table ronde – 06/11/2018

« **Gaz renouvelable –
Quel potentiel en France ?** »

Partenaires Premium



Partenaires Associés



Partenaires Soutien



#b2bmeta



@BiogazVallee

ACCUEIL ET OUVERTURE :

- **Xavier JOLY**, Président, **BIOGAZ VALLÉE** ®
- **Françoise COUTANT**, Vice-présidente en charge du climat et de la transition énergétique, **RÉGION NOUVELLE-AQUITAINE**
- **Mathieu ANGLADE**, Directeur régional adjoint, **ADEME NOUVELLE-AQUITAINE**

TABLE RONDE : Gaz renouvelable – Quel potentiel en France ?

- Animateur : **Christophe DELFELD**, Délégué général, **FRANCE GAZ RENOUVELABLES**
- **Alban THOMAS**, Analyste stratégique, **GRTgaz**
- **Christian COUTURIER**, Directeur du pôle énergie, **SOLAGRO**
- **Sylvain FREDERIC**, Chargé de mission – Projet biométhane, **GRDF**
- **Françoise COUTANT**, Vice-présidente en charge du climat et de la transition énergétique, **RÉGION NOUVELLE-AQUITAINE**

Gaz renouvelables - Quel potentiel en France ?

Une réponse en 4 temps:

- 1. Quels leviers pour atteindre 100% de gaz renouvelables en France ?**
Alban Thomas
- 2. Biomasse mobilisable ? La question de la disponibilité et de la durabilité des ressources.**
Christian Couturier
- 3. Perspectives technico-économiques de la filière méthanisation.**
Sylvain Frédéric
- 4. Territoires : vers une trajectoire 100% gaz renouvelable en Nouvelle-Aquitaine ?**
Françoise Coutant



**Alban THOMAS,
Analyste stratégique,
GRTgaz**

L'étude de l'ADEME sur un gaz 100% renouvelable en 2050

Étude menée par l'ADEME en collaboration avec GRDF et GRTgaz



Réalisée par
SOLAGRO et AEC



*Estimation des
potentiels d'intrants*



*Adaptation du
réseau*

L'étude explore l'hypothèse d'un gaz 100% renouvelable en 2050, et vise à répondre aux 4 questions:

Quel potentiel injectable en France métropolitaine ?

Pourrait-on couvrir le niveau de demande du scénario ADEME 2017 ?

Quelles seraient les adaptations nécessaires du réseau gazier ?

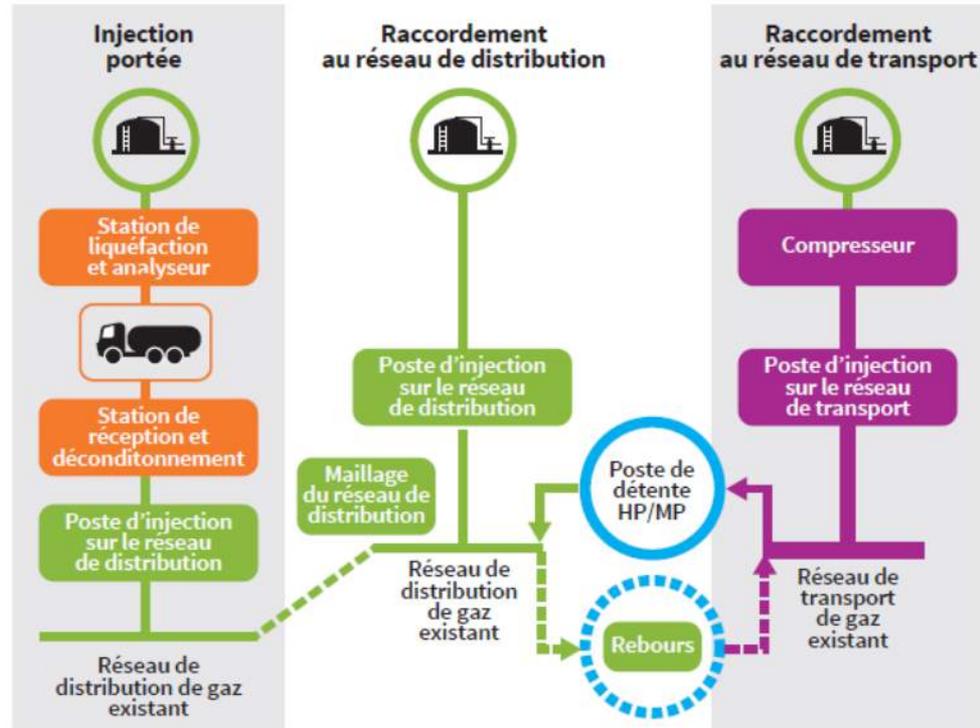
Quel serait le coût moyen du gaz délivré ?

1^{ère} étude de faisabilité technico-économique exhaustive d'un gaz 100% renouvelable dans les réseaux à horizon 2050

Périmètre de l'étude

MÉTHANISATION	Production de méthane en utilisant des micro-organismes qui dégradent la matière organique
PYRO-GAZÉIFICATION	Production de méthane à partir de matières organiques, principalement du bois, par un processus thermochimique
POWER-TO-GAS	Production de méthane par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité renouvelable et méthanation de l'hydrogène produit, en présence de dioxyde de carbone

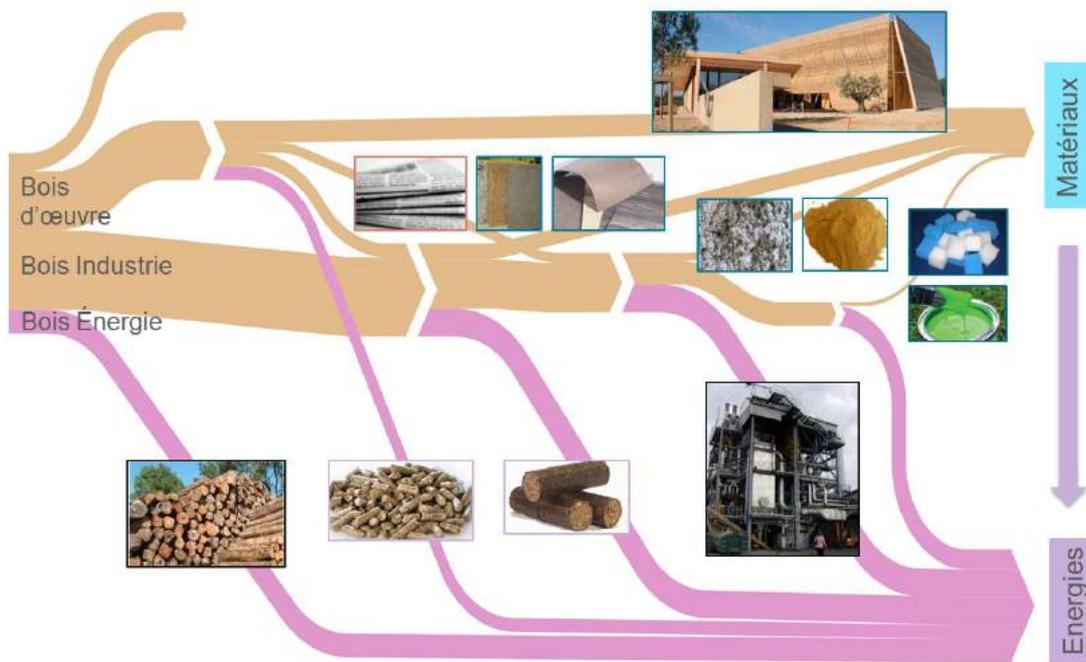
3 filières de gaz verts sont considérées dans l'étude.



3 solutions pour les adaptations réseau

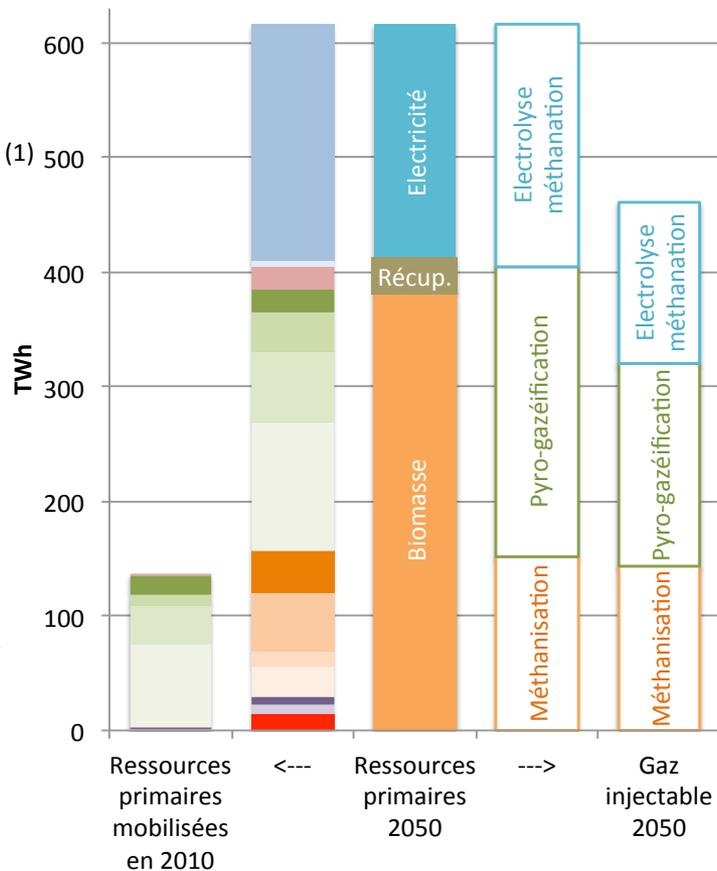
Périmètre de l'étude

- **Un principe essentiel : la soutenabilité**
 - Pas de concurrence avec l'alimentation (même si les cultures principales peuvent constituer jusqu'à 15% des intrants en France)
 - Pas de concurrence avec le bois-industrie ni le bois-matériau (usages actuels et futurs, tenant compte de la moindre disponibilité du pétrole pour la chimie)
 - Augmentation du stock de carbone dans les écosystèmes ; augmentation de la vie biologique des sols (une part de la biomasse doit retourner au champ).



Un potentiel théorique injectable de 460 TWh de gaz renouvelable

- Power-to-gas (2)
- Hydrogène fatal
- Combustible Solide de Récupération (1)
- Déchets de bois (1)
- Bois hors forêt (1)
- Connexes scierie/liqueur noire (1)
- Bois issu de forêt (1)
- Résidus de culture
- Cultures intermédiaires
- Herbe
- Déjections d'élevage
- Résidus industries Agro-alimentaires
- Biodéchets
- Algues*



Potentiel injectable 460 TWh_{PCS}

- 140 TWh par méthanisation
- 180 TWh par pyro-gazéification
- 140 TWh par power-to-gas

Ressources 620 TWh :

- Bois énergie : 230 TWh_{PCI}
- Agricole : 120 TWh_{PCS}
- Biodéchet+IAA : 15 TWh_{PCS}
- Algues : 14 TWh_{PCS}
- CSR : 20 TWh_{PCI}
- H2 fatal : 4,3 TWh_{PCS}
- Power-to-gas : 210 TWh_e

Rendements considérés:

- Méthanisation: 94% (->PCS gaz)
- Pyrogazéification: 70% (PCI bois->PCS gaz)
- Power-to-gas: 66% (elec -> PCS gaz)

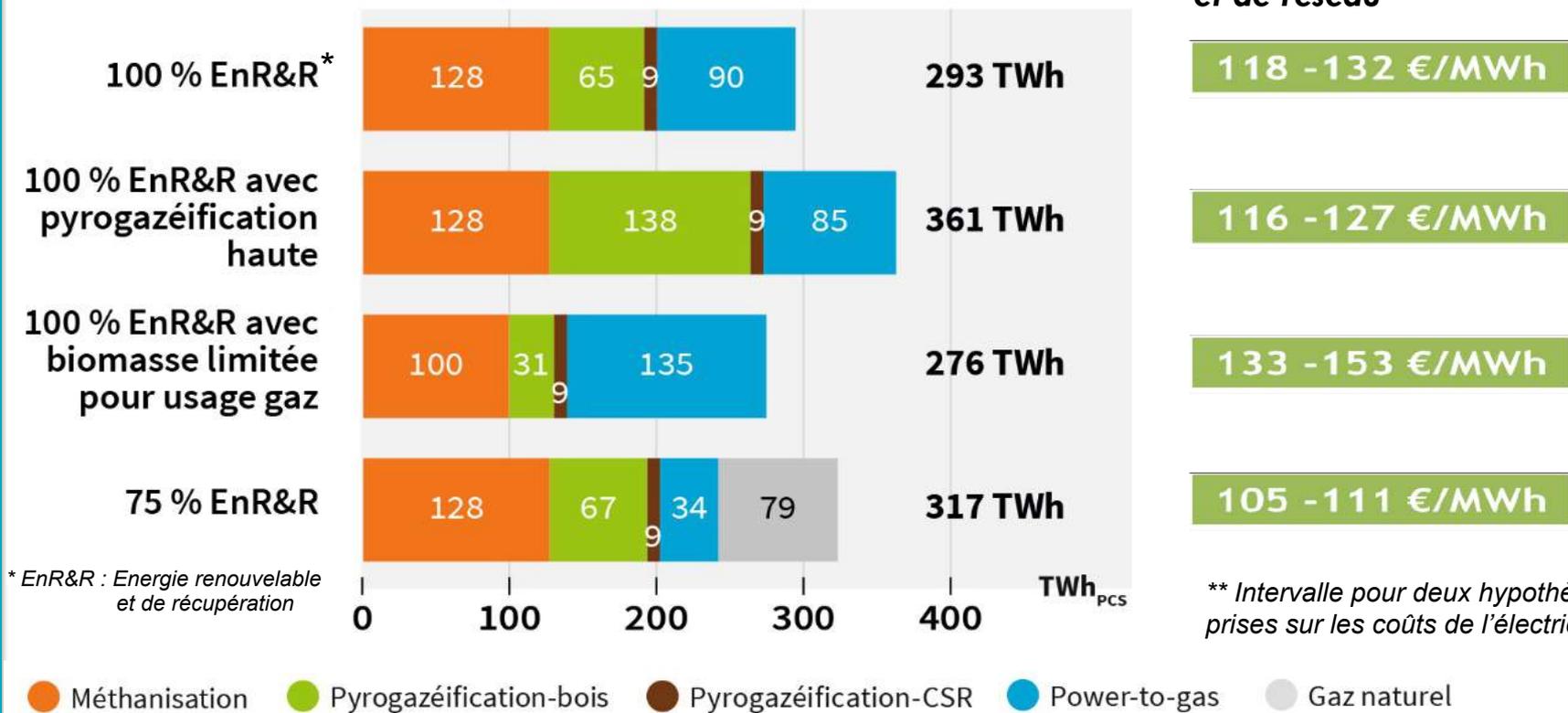
* Potentiel associé à une production principale de carburant liquide. Avec une production dédiée à la production de biogaz, le potentiel pourrait monter à **60 TWh**.

Energie en PCS, sauf (1) en PCI et (2) électricité

Une demande qui peut être totalement couverte par les gaz verts

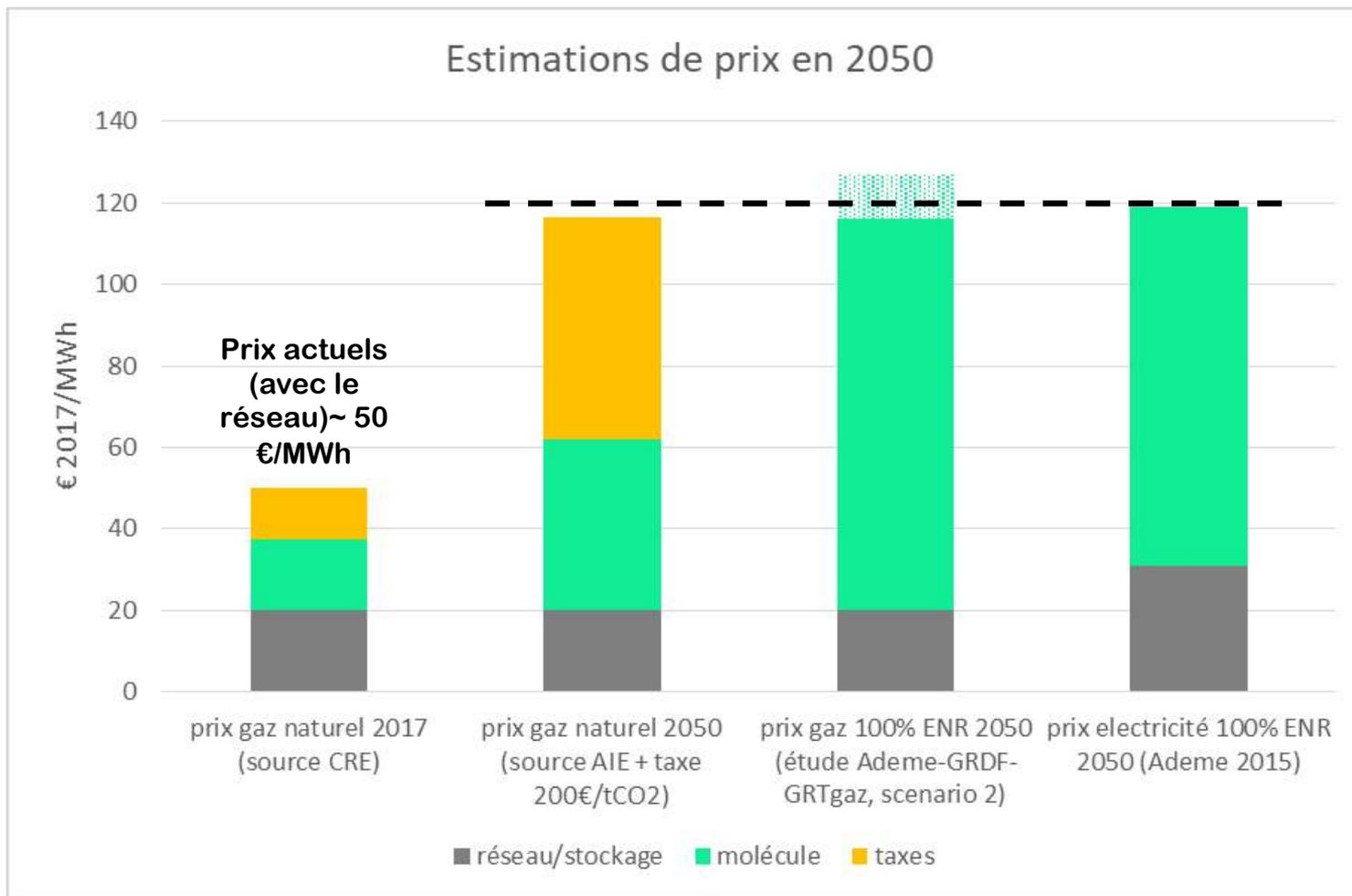
Mix d'approvisionnement en gaz

Coûts de production et de réseau **



- La demande peut être satisfaite dans les 3 scénarios 100% gaz renouvelable étudiés ...
- pour un coût de production d'environ 100 €/MWh (réseau +20€/MWh ; +20 €/MWh si biomasse limitée)
- en permettant d'éviter l'émission directe d'environ 63 MtCO₂/an

Un coût du gaz renouvelable compétitif dans une économie neutre en carbone



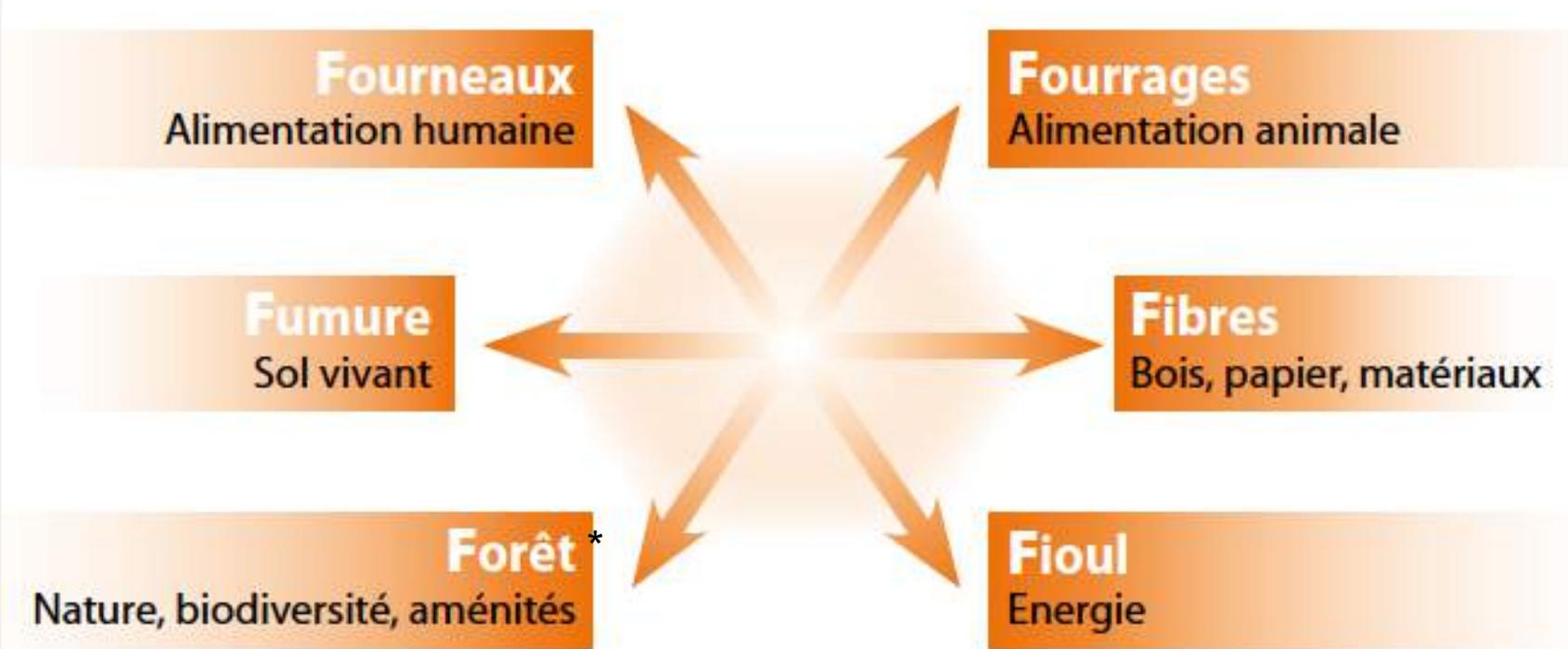
- Durabilité et disponibilité des ressources



Christian COUTURIER,
Directeur du pôle
énergie,
SOLAGRO

« L'hexalemme » des concurrences et/ou synergies d'usage des sols et de la biomasse

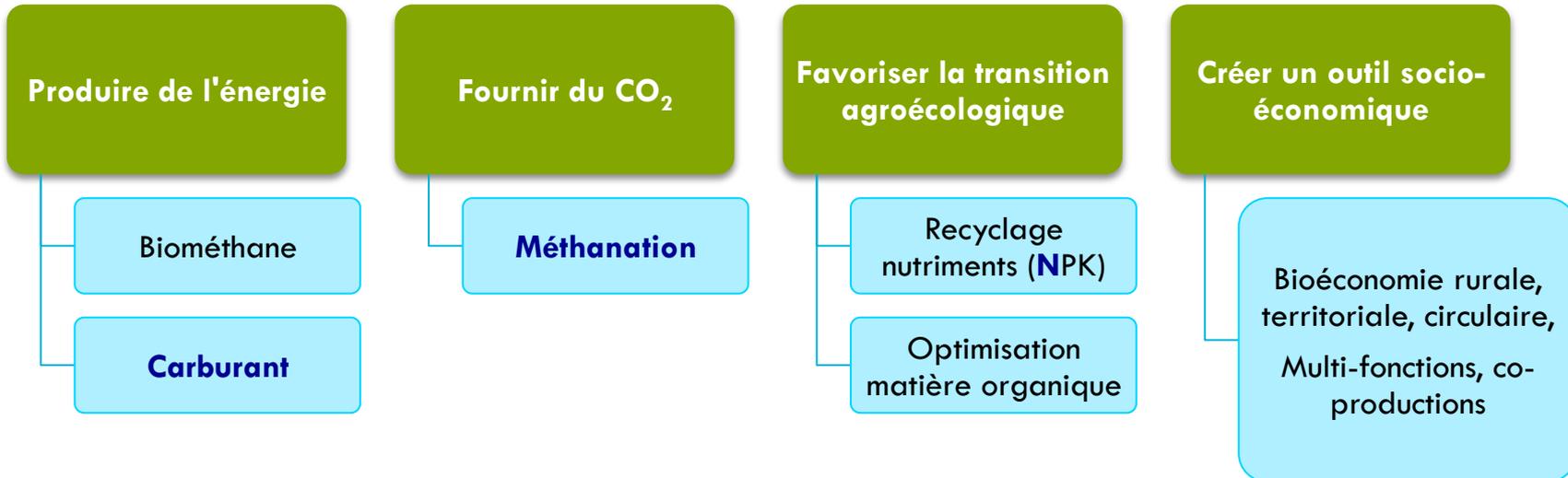
- Proposer de nouveaux arbitrages qui répondent aux enjeux du futur
- Limiter autant que possible les concurrences
- Favoriser autant que possible les synergies



* *Foresta* (VII^e Siècle) : « territoire soustrait à l'usage général » ; « terrain sur lequel on a prononcé un ban, une proscription de culture, d'habitation »

La méthanisation agricole, levier de l'agroécologie

- Potentiel biogaz = 90% d'origine agricole
- Un outil agronomique autant qu'une production énergétique



Des systèmes agricoles résilients et producteurs de biodiversité : quel rôle pour la méthanisation ?



Quelques enseignements du programme MéthaLae

Impact de la méthanisation sur 45 exploitations agricoles en France, comparaison avant / après



Tendances générales

- Amélioration du bilan azoté : moins d'engrais, moins de surplus, plus de surfaces fertilisées en organique
- Diminution des émissions d'ammoniac
- Amélioration du bilan gaz à effet de serre et du bilan énergétique
- Diminution de la mortalité (élevages porcins) ou des maladies (bovins)
- Impact sur la qualité et temps de travail agricole
- **Incitation à la production de cultures intermédiaires**

Observations isolées

- Amélioration de la qualité de la litière, diminution frais vétérinaires, meilleure qualité fourragère, meilleure appétence des prairies, moins de mouches, etc...

Conclusion

- Solution adaptée aux régions d'élevage comme aux régions de culture
- **Conforte l'hypothèse d'une massification de la méthanisation agricole**

Le bilan carbone de la forêt française

- « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois dans l'atténuation au changement climatique ? », IGN / INRA, Juin 2017

MtCO ₂ /an en 2050	Scénario – avec « effet densité dépendance »			
	Situation actuelle	Extensification	Dynamiques territoriales	Intensification
Stockage dans les écosystèmes forestiers	80	102	75	50
Stockage dans les produits bois	0	-1	3	7
Évités par effet de substitution	40	34	48	64
TOTAL	120	136	126	121

Effet substitution énergie (BE) :

0,5 tCO₂/m³

Effet substitution matériau (BO/BI) :

1,6 tCO₂/m³

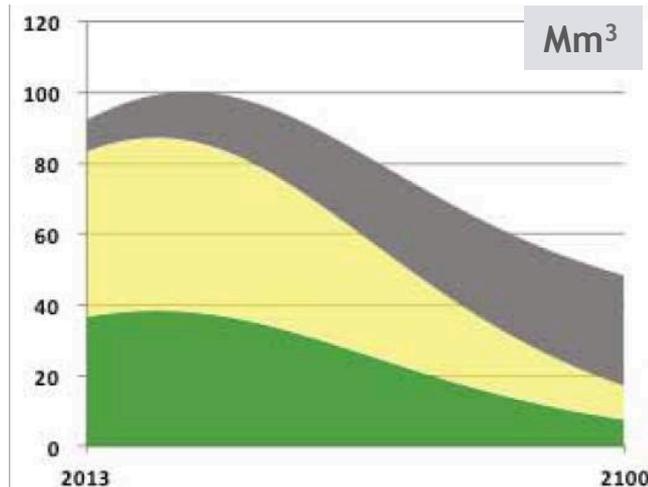
- **Peu de différences** en bilan global (puits + substitution) entre EXT, DYNA et INT
- Les différences s'atténuent lorsque les conditions deviennent plus sévères (climat, incendies, tempêtes, maladies)

Puits de carbone forestier à plus long terme

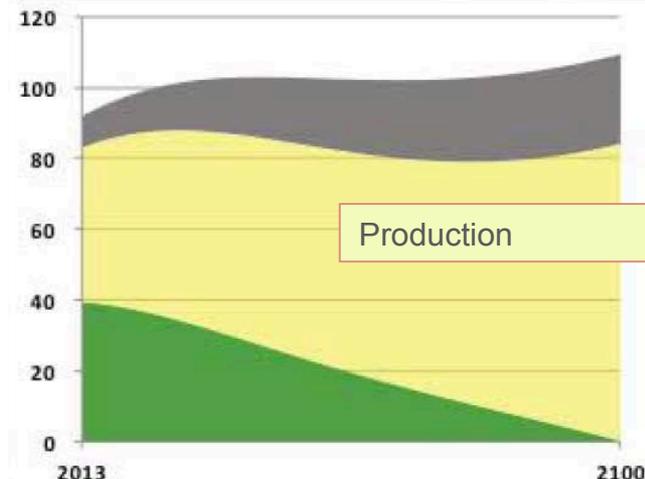
Source : *travaux exploratoires*
de J-L. Peyron, ECOFOR, in
« Climat, Forêt, Société – Livre
Vert », J-Y. Caulet, Nov. 2015

- Mortalité
- Prélèvements
- Accumulation

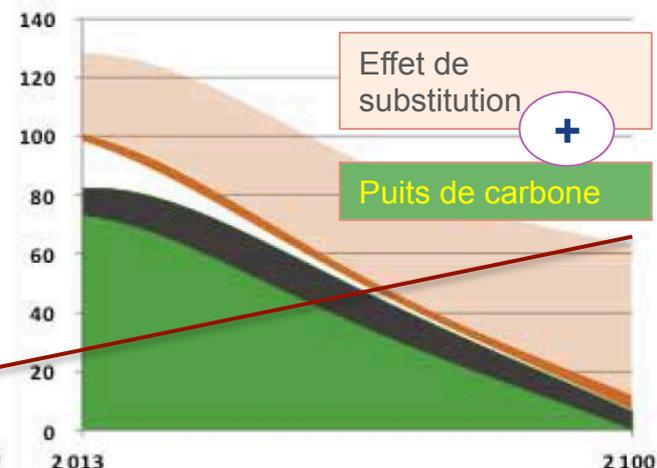
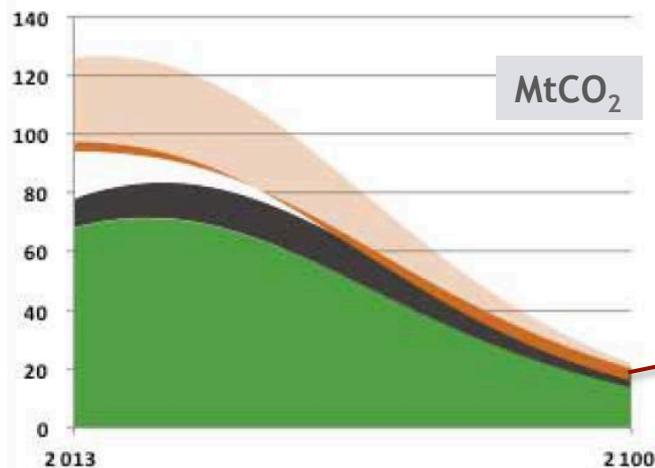
Scénario sylviculture constante



Scénario sylviculture dynamique



- substitution
- produits
- sols
- bois mort
- croissance





**Sylvain FREDERIC,
Chargé de mission –
Projet biométhane,
GRDF**

Sommaire

- I. Cadre et planning de l’étude
- II. Premiers résultats sur les coûts de production du biométhane
- III. Les axes pour baisser le coût de production

De nombreux acteurs de la filière ont collaboré à cette étude

Un large groupe d'acteurs engagés dans la conduite de l'étude



ADEME



Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie



MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE ET DE L'ALIMENTATION



CODIR 1
5/04

CODIR 2
26/04

CODIR 3
29/05

CODIR 4
12/07

CODIR 5
23/08

CODIR 6
26/09

CODIR 7
19/10

Note de synthèse détaillée pour validation du cadre de l'étude et des hypothèses avec le CODIR et le comité de revue

Transmise à Solagro et validée

Note de cadrage courte pour diffusion large via le SER et l'ATEE

Nombreux retours suite à la diffusion



Entretiens sur la partie leviers techniques



ADEME



Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Entretiens sur la partie financement de projets



Entretiens sur les externalités positives



MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE ET DES FINANCES



Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie



Publication d'une note de synthèse publique et d'un rapport public

Trois unités types retenues correspondant à diverses réalités agricoles et industrielles

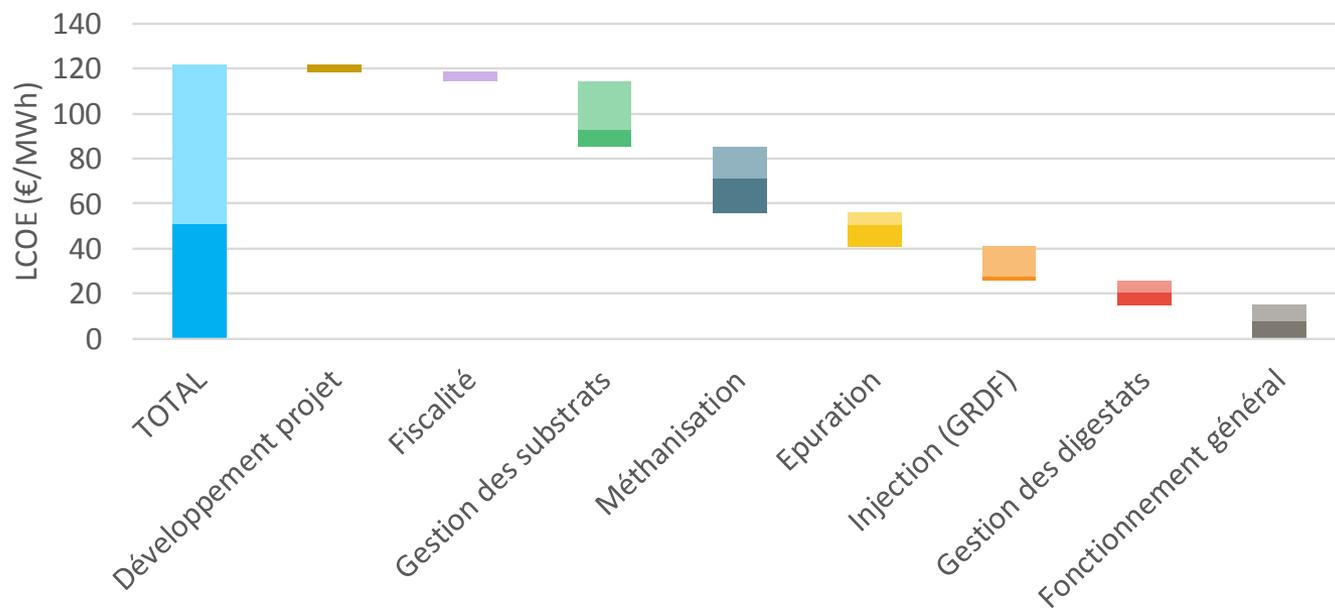
	 Agricole Autonome (AA)	 Agricole Territorial (AT)	 Industriel Territorial à socle Agricole (IT)
Capacité d'injection	100 Nm³/h (9 180 MWh/an)	200 Nm³/h (18 411 MWh/an)	300 Nm³/h (27 640 MWh/an)
Tonnage d'intrants	21 860 tonnes	33 500 tonnes	45 000 tonnes
Mix intrants	Fumiers : 59 %; Lisiers : 27 %; Pailles : 5 %; CIVE : 9 %	CIVE : 54 %; Lisiers : 24 %; Déchets IAA (hors sous-produits animaux) et biodéchets : 11 %; Fumiers : 9 %	CIVE : 47 %; Déchets IAA et biodéchets : 33 %; Fumiers : 12 %; Lisiers : 8 %
Caractéristiques principales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unités à dominante effluents agricoles; autonomes sur les gisements ▪ Regroupement de quelques agriculteurs ▪ Injection sur le réseau de distribution de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unités incluant une part forte de CIVE en complément des lisiers, fumiers et biodéchets/déchets IAA ▪ Groupement important d'agriculteurs ▪ Injection sur le réseau de distribution de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unités centrées sur la valorisation de biodéchets et des déchets IAA avec une part forte de CIVE et un apport limité des fumiers et lisiers ▪ Injection sur le réseau de transport de gaz

Sommaire

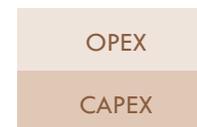
- I. Cadre et planning de l'étude
- II. Premiers résultats sur les coûts de production du biométhane
- III. Les axes pour baisser le coût de production

Agricole Autonome (100m³CH₄/h) Un LCOE de 122 €/MWh (sans subvention)

€/MWh	TOTAL	Dév. projet	Fiscalité	Gestion des substrats	Métha.	Epuration	Injection	Gestion des digestats	Fonc. général
OPEX	70,9	0,0	4,1	21,2	13,8	5,6	13,4	5,5	7,3
CAPEX	51,0	3,3	0,3	7,8	15,3	9,7	1,5	5,7	7,4



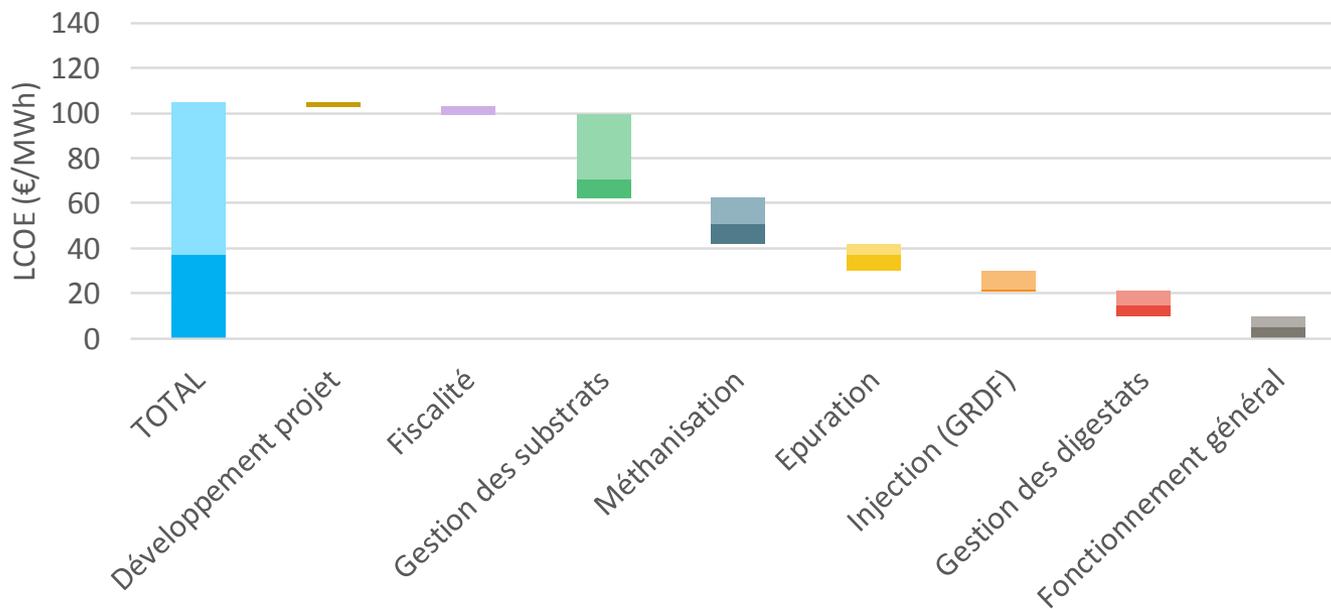
- ▶ Tarif d’achat : 121,7 €/MWh (L= 0,7%)
- ▶ Volume injecté : 856 416 Nm³/an (9 180 MWh/an)
- ▶ CAPEX : 4,8 M€
- ▶ OPEX : 0,7 M€/an



Les coûts complets de l’énergie (LCOE) ont été modélisé sur 15 ans avec un coût moyen pondéré du capital (WACC pour Weighted Average Cost of Capital) de 5 %.

Agricole Territorial - les OPEX diminuent légèrement et les CAPEX sont en forte diminution

€/MWh	TOTAL	Dév. projet	Fiscalité	Gestion des substrats	Métha.	Epuration	Injection	Gestion des digestats	Fonc. général
OPEX	68,1	0,0	3,9	28,6	11,4	5,1	8,3	6,1	4,7
CAPEX	37,1	2,1	0,2	8,1	8,8	7,0	0,7	5,0	5,2



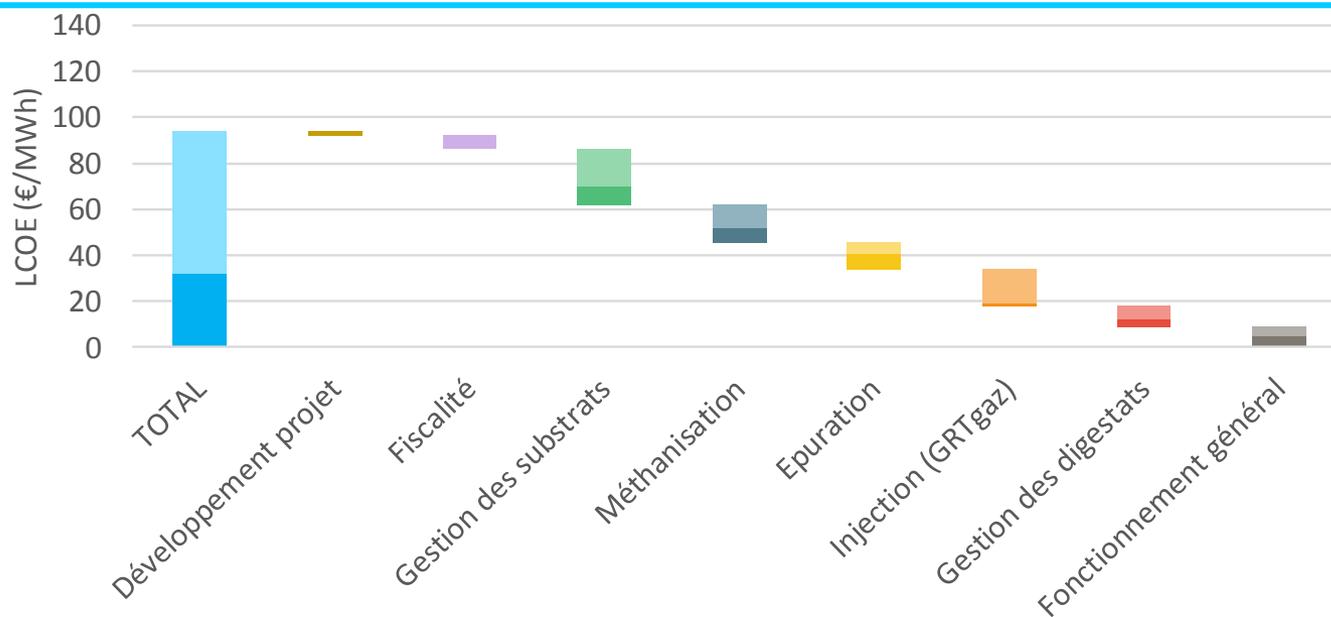
- ▶ **Tarif d'achat :**
102,6 €/MWh
(L= 0,7%)
- ▶ **Volume injecté :**
1 717 585 Nm³/an
(18 411 MWh/an)
- ▶ **CAPEX :** 7,0 M€
- ▶ **OPEX :** 1,3 M€/an

OPEX
CAPEX

Les coûts complets de l'énergie (LCOE) ont été modélisé sur 15 ans avec un coût moyen pondéré du capital (WACC pour Weighted Average Cost of Capital) de 5 %.

Industriel Territorial – Un LCOE de 94 €/MWh

€/MWh	TOTAL	Dév. projet	Fiscalité	Gestion des substrats	Métha.	Epuration	Injection	Gestion des digestats	Fonc. général
OPEX	61,9	0,0	5,5	16,4	10,3	5,3	14,8	5,6	4,0
CAPEX	32,1	2,0	0,2	8,1	6,0	6,7	0,8	3,7	4,7



- ▶ **Tarif d’achat :**
89,9 €/MWh
(L = 0,7%)
- ▶ **Volume injecté :**
2 569 287 Nm³/
an
(27 640 MWh/
an)
- ▶ **CAPEX :** 9,2 M€
- ▶ **OPEX :** 1,6 M€/an

OPEX

CAPEX

Les coûts complets de l’énergie (LCOE) ont été modélisé sur 15 ans avec un coût moyen pondéré du capital (WACC pour Weighted Average Cost of Capital) de 5 %.

Les conditions actuelles de développement d'un projet de méthanisation en France rendent nécessaires des dispositifs de soutien (tarif d'achat et subvention)

				
		AA	AT	IT
Sans subvention	LCOE	122 €/MWh	105 €/MWh	94 €/MWh
	TRI Projet	4,9 %	3,8 %	2,9 %
	DSCR	1,26	1,17	1,17
Avec subvention (20% sur les CAPEX)	LCOE	107 €/MWh	94 €/MWh	85 €/MWh
	TRI Projet	8,9 %	7,7 %	6,6 %
	DSCR	1,35	1,30	1,27

Critères financiers généralement attendus par les banques :

- ▶ TRI Projet : entre 6 et 8 % minimum
- ▶ DSCR : entre 1,3 et 1,4 minimum

Les coûts complets de l'énergie (LCOE) ont été modélisés sur 15 ans avec un coût moyen pondéré du capital (WACC pour Weighted Average Cost of Capital) de 5 %.

Sommaire

- I. Cadre et planning de l’étude
- II. Premiers résultats sur les coûts de production du biométhane
- III. Les axes pour baisser le coût de production

Dix axes principaux se dégagent pour renforcer la compétitivité du biométhane en France



Maximiser le pouvoir méthanogène des intrants



Limiter le coût des intrants



Maximiser la valorisation du biogaz



Renforcer la standardisation et la mutualisation



Développer la formation des opérateurs et optimiser la maintenance



Limiter les coûts de raccordement et du poste d'injection



Bénéficier des effets d'échelle liés à la taille des unités



Valoriser les unités sur une durée de vie prolongée



Optimiser le coût et la structure du financement

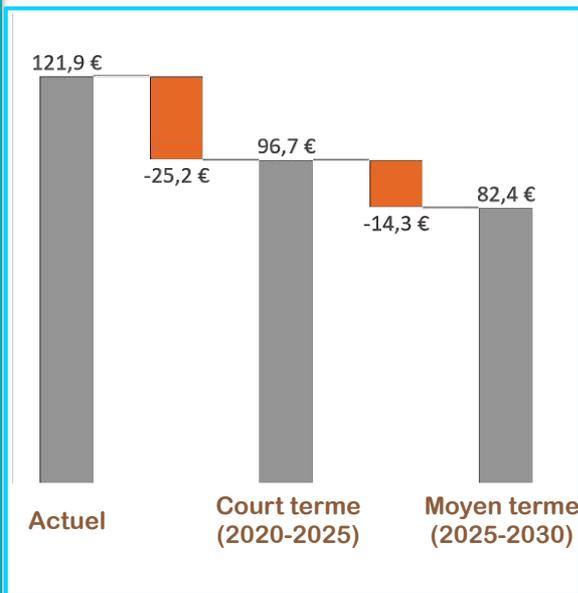


Limiter l'impact des facteurs exogènes induisant une potentielle hausse des coûts

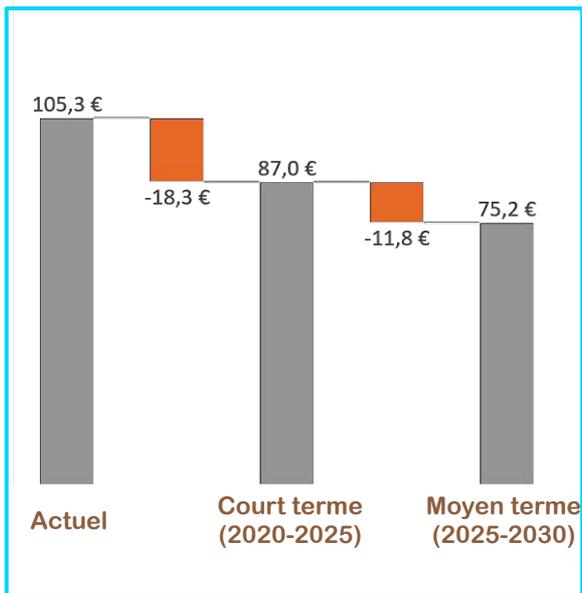
Les leviers de compétitivité permettent de projeter une réduction moyenne des coûts de 30 % d'ici 2030, correspondant à un coût de production de biométhane entre 65 et 85 €/MWh

	 Agricole Autonome (AA)	 Agricole Territorial (AT)	 Industriel Territorial à socle Agricole (IT)
LCOE actuels sans et avec subvention	122 €/MWh 107 €/MWh	105 €/MWh 94 €/MWh	94 €/MWh 85 €/MWh
LCOE atteignable à court terme sans subvention (2020-2025)	97 €/MWh	87 €/MWh	76 €/MWh
LCOE atteignable à moyen terme sans subvention (2025-2030)	82 €/MWh	75 €/MWh	66 €/MWh

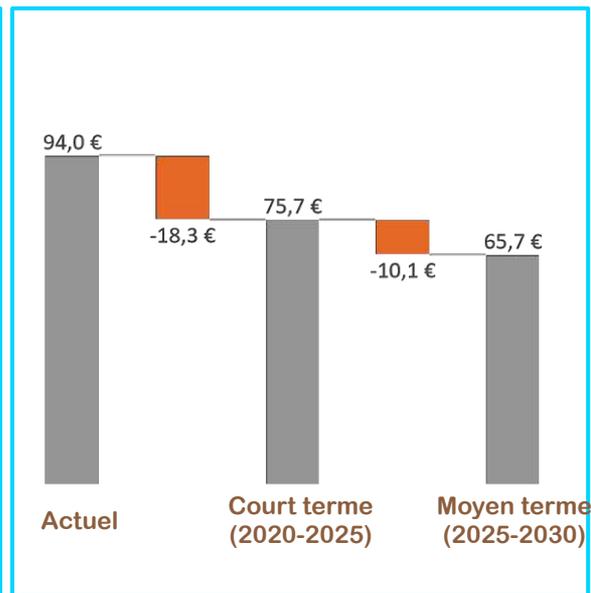
Une part importante de ces gains de compétitivité peut être saisie à court terme



Agricole Autonome



Agricole Territorial



Industriel Territorial

Pour les trois cas, une baisse des coûts de l'ordre de 20 % est atteignable dès 2020-2025

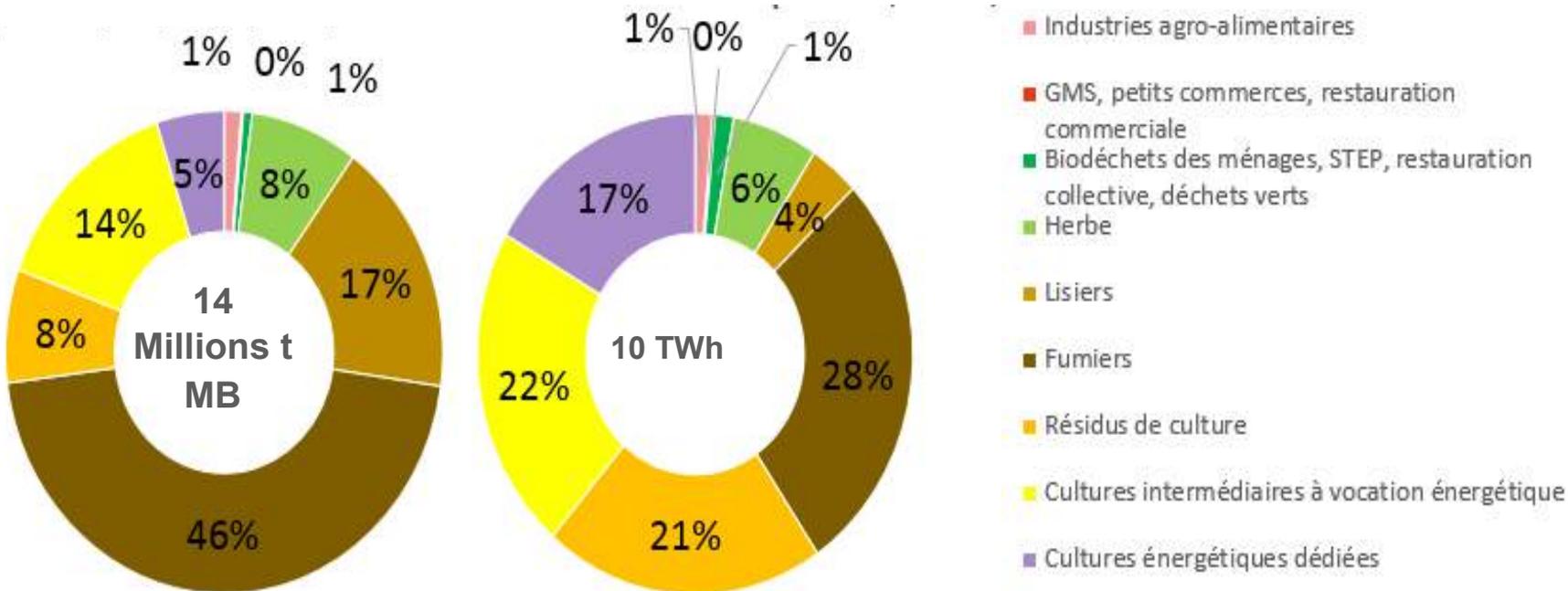


**Françoise COUTANT,
Vice-présidente en
charge du climat et de la
transition énergétique,
RÉGION
NOUVELLE-AQUITAINE**

Territoires : vers une trajectoire 100% gaz renouvelable en Nouvelle-Aquitaine ?

- La ressource mobilisable en méthanisation

MIX TONNAGE/ENERGIE PRIMAIRE DE LA RESSOURCE METHANISABLE A L'HORIZON 2030 EN NOUVELLE-AQUITAINE



- En 2016 en Nouvelle-Aquitaine : 6,3 % de la ressource est méthanisée (source AREC – travaux du SRB)
- Pas de tension identifiée sur la ressource agricole

Le développement de la méthanisation en Nouvelle-Aquitaine

- 60 installations de méthanisation en fonctionnement (hors ISDND) : 50% agricole – 30% industrielle
- Cogénération majoritaire (58% des sites) : 18,8 MW_{él} installés
- Injection : 98 GWh de capacité de production en fonctionnement - potentiel de 177 GWh à mi-2019 et 690 GWh à 5-7 ans
- Soutien aux études et à l’investissement de la Région Nouvelle-Aquitaine
- Dispositif d’accompagnement de la filière et des porteurs de projets



Un dispositif à l’initiative de :



et animé par :



Gaz renouvelable : de la production à l'usage

- Un AMI « Production innovante de Gaz Verts » à partir de ressources renouvelables
Soutien à 3 technologies :
Méthanation, gazéification et Power to gaz
- Un Appel à Projets « Mobilité BioGNV » pour :
 - Faire émerger une infrastructure d'avitaillement BioGNV
 - Accompagner le renouvellement des flottes de véhicules lourds



Soutien aux stations et aux véhicules BioGNV

Scénario 100% Gaz Vert à l’échelle de la Nouvelle-Aquitaine

- La Région est en pleine élaboration du SRADDET et de son volet Climat – Energie et du SRB, opportunité et moment de décliner ce scénario « 100% gaz vert » à l’échelle régionale
- Démarrage d’une étude, pilotée par un groupe de travail multi-acteurs (AREC, ADEME, gestionnaires de réseau) avec l’appui des cabinets SOLAGRO et AEC
- Objectifs à juin 2019 :
 - Se doter d’une feuille de route de développement des projets d’injection de gaz vert en N-A aux horizons de temps 2023, 2030 et 2050
 - Anticiper au mieux les mutations des territoires

Convention d'affaires du biogaz et de la méthanisation

6-7 Nov. 2018

LA ROCHELLE

#b2bmeta

6^e édition



Table ronde – 06/11/2018

« **Gaz renouvelable –
Quel potentiel en France ?** »

Partenaires Premium



Partenaires Associés



Partenaires Soutien



#b2bmeta



@BiogazVallee