

OBSERVATOIRE RÉGIONAL DE L'ÉNERGIE DE LA BIOMASSE ET DES GAZ À EFFET DE SERRE

ÉDITION MAI 2022

ENQUÊTE ANNÉE DE PRODUCTION 2020

ÉTAT DU DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE



L'ESSENTIEL

- La Nouvelle-Aquitaine compte **109 méthaniseurs** en fonctionnement au 1^{er} janvier 2022 (hors ISDND*) dont 90 unités **agricoles** et **industrielles**. Ces méthaniseurs valorisent le biogaz par **cogénération**, **injection** ou en **chaudière**.
- **31** de ces installations **injectent le biométhane produit** dans le réseau de gaz naturel ; **16 d'entre elles ont été** mises en service en 2021, et 7 en 2020.
- En 2020, près de **1 060 milliers** de tonnes de substrats ont été méthanisées (effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...), soit une production d'énergie primaire de **700 GWh**.
- Les **ressources agricoles** (effluents d'élevage, matières végétales) sont encore **peu méthanisées** au regard du gisement net disponible qu'elles représentent (mobilisation à hauteur de 2,6 %).
- Au 1^{er} mars 2022, **33** projets sont à un stade avancé (investissement, construction) dont la moitié en construction, soit un potentiel de **310 GWh** d'énergie primaire produite, dont **84 %** serait injecté dans les réseaux gaziers sous forme de biométhane.
- **91 % des projets avancés privilégient l'injection** à la cogénération et 90 % des projets avancés sont de typologie agricole.
- En 2020, la production de biométhane est de 243 GWh PCS, ce qui est légèrement supérieur à l'objectif fixé dans le SRADDET* à cet horizon (240 GWh PCS). La production cumulée d'électricité et de chaleur valorisées est de 398 GWh PCI en 2020. Elle dépasse l'objectif fixé par le SRADDET* à cet horizon (375 GWh PCI).

* Les termes avec astérisque renvoient vers le lexique en p.26.

SOMMAIRE

PARC DES METHANISSEURS EN RÉGION AU 1^{ER} JANVIER 2022

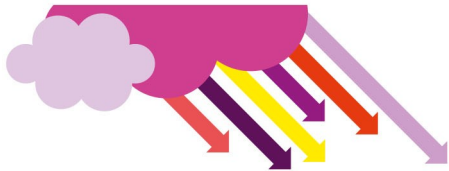
ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE - 2020

UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET

ANNEXES

LEXIQUE

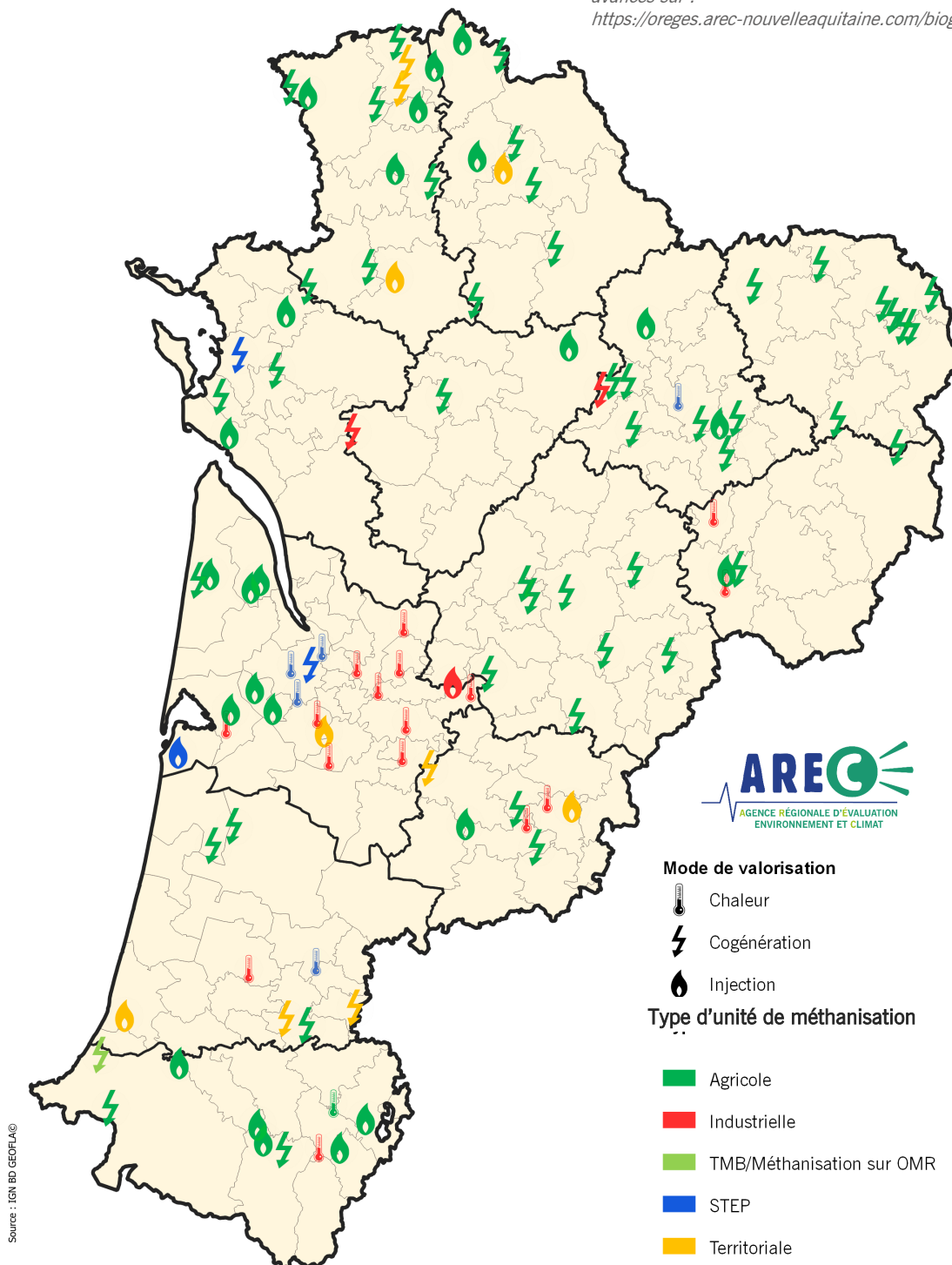
Ce document est élaboré par l'AREC dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Energie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre de Nouvelle-Aquitaine (OREGES), et du dispositif régional MéthaN-Action qui accompagne la filière méthanisation en Nouvelle-Aquitaine. Il est le résultat d'une enquête réalisée en 2021 sur les installations de méthanisation hors ISDND en Nouvelle-Aquitaine (année de production 2020).*



PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1^{er} JANVIER 2022

CARTE N°1 - INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION HORS ISDND* EN NOUVELLE-AQUITAINE (AU 1^{er} JANVIER 2022)

Voir tous les sites en fonctionnement et en projets avancés sur :
<https://oreges.arec-nouvelleaquitaine.com/biogaz>



19 nouvelles installations ont été mises en service en 2021 dont 16 en injection et 3 en cogénération. Ces unités ne figurent pas dans l'échantillon analysé (le champ de l'enquête ciblant les indicateurs de production de l'année 2020).



PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1^{er} JANVIER 2022

Les unités de typologie⁽¹⁾ agricole et celles valorisant le biogaz par cogénération sont les plus représentées en Nouvelle-Aquitaine, malgré l'existence d'un certain nombre d'unités historiques (agro)industrielles et STEP* valorisant le biogaz en chaudière (voir chiffres clés au 1^{er} Janvier 2022 ci-dessous).

La valorisation énergétique par injection est en pleine progression avec 16 nouvelles installations mises en service en 2021 (4 en 2018, 3 en 2019, 7 en 2020), soit un total de 31 unités en injection au 1^{er} Janvier 2022 (carte n°1).

CHIFFRES CLÉS AU 1^{er} JANVIER 2022

→ 109 unités en fonctionnement hors ISDND* au 1^{er} Janvier 2022 dont :

- 71 unités de méthanisation agricole
- 19 unités de méthanisation industrielle
- 10 unités de méthanisation territoriale
- 8 stations d'épuration des eaux usées (STEP*)
- 1 unité de traitement des Ordures Ménagères Résiduelles après Traitement Mécano-Biologique

Nombre d'unités	Cogénération	Chaleur	Injection
Agricole	46	1	24
Industrielle	2	16	1
Territoriale	5	0	5
STEP	2	5	1
Déchets	1	0	0
	56	22	31

Dimensionnement	Cogénération (Pél MWél – Pth MWth)	Chaleur (Pth MWth)	Injection (Débit en Nm ³ CH ₄ /h)
Agricole	12,8 - 13,9	0,1	3 320
Industrielle	1,0 - 1,5	5,3	148
Territoriale	8,8 - 9,9	0	1 848
STEP	1,3 - 2,4	3,7	0
Déchets	3,5 - 3,6	0	0
	27,4 - 31,3	9,1	5 381 (équivalent à 478 GWh PCS)

Hors 10 données
manquantes

⁽¹⁾Typologies des unités :

- un projet agricole traite une majorité de substrats produits par les exploitations agricoles, et est naturellement porté par des agriculteurs en individuel ou collectif,
- un projet industriel traite une majorité d'effluents issus d'(agro)industries,
- un projet STEP* traite des boues/grasses de stations d'épurations,
- un projet territorial traite un mix diversifié de substrats issus du territoire (biodéchets de collectivités, substrats agricoles ou substrats industriels), et est porté par un ensemble de partenaires : la collectivité et/ou le monde agricole et/ou des acteurs privés.



PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1^{er} JANVIER 2022

FIGURE N°1 - ÉVOLUTION DU NOMBRE DE SITES EN COGÉNÉRATION / VALORISATION CHALEUR / INJECTION (HORS ISDND*)

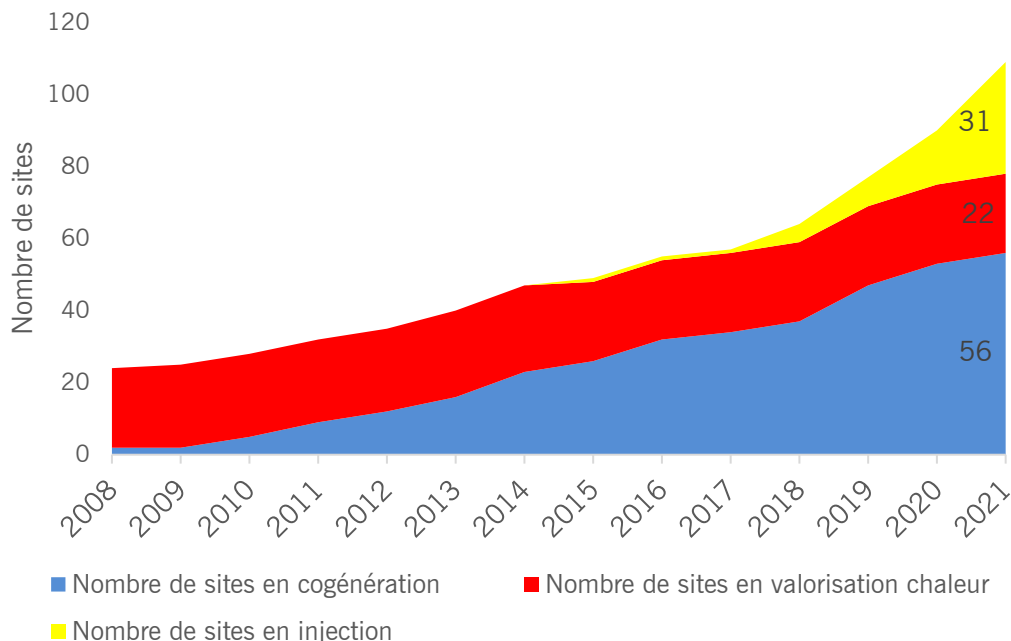
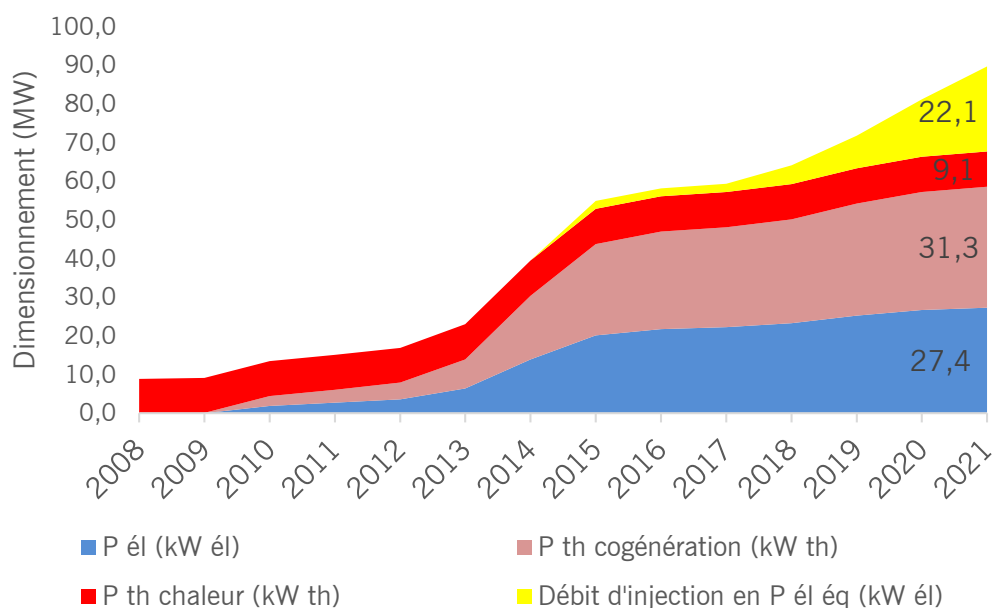


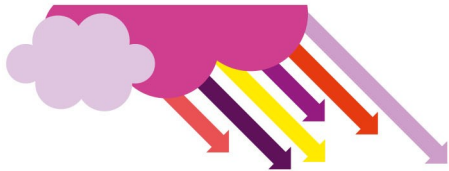
FIGURE N°2 - ÉVOLUTION DU DIMENSIONNEMENT DES SITES EN COGÉNÉRATION / VALORISATION CHALEUR / INJECTION (HORS ISDND*)



Depuis 2008, le nombre de sites en usage direct du biogaz (valorisation chaleur) n'a que très peu augmenté, tout comme la puissance thermique associée (9 MW th en 2021). Les sites en usage direct ont été mis en service avant 2008 (figures n°1 et 2).

Les sites en cogénération ont subi une hausse régulière depuis 2011, notamment entre 2011 et 2016 mais aussi à partir de 2017, périodes consécutives à des évolutions du tarif d'achat d'électricité (figure n°1). La puissance électrique du parc en cogénération est de 27 MW électriques et 31 MW thermiques en 2021 (figure n°2).

Concernant la filière de l'injection, le dimensionnement a été multiplié par 11 entre 2015 et 2021 pour atteindre un cumul de débits d'injection de 5 381 Nm³ CH₄/h soit une production estimée à 478 GWh PCS injectés par 31 sites (en régime nominal), ou l'équivalent de 22,1 MW électrique (figure n°2).



ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE ANNÉE DE PRODUCTION 2020

Éléments de contexte et de méthode :

Dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Energie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre de Nouvelle-Aquitaine (OREGES), et du dispositif régional MéthaN-Action, l'AREC a enquêté en 2021 les installations de méthanisation hors ISDND* en Nouvelle-Aquitaine (résultats réels de production de l'année 2020).

90 unités de méthanisation en fonctionnement sont recensées à fin 2020 (hors ISDND*), à savoir 55 unités agricoles, 18 unités industrielles, 7 stations d'épuration des eaux usées, 9 unités territoriales et une unité de traitement des ordures ménagères après traitement mécano-biologique.

53 unités valorisent le biogaz par cogénération, 22 en chaudière et 15 en injection.

Les données de l'enquête sont composées :

- de données réelles pour 66 % des unités via des retours de questionnaires et des rapports de suivi annuel de fonctionnement (source bureau d'étude ou MéthaN-Action),
- de données estimées pour 23 % des unités mais validées sur la partie énergétique par les données réelles de production des gestionnaires de réseaux gaz/électricité,
- de données manquantes pour 11 % des unités (non communiquées et pas d'estimations réalisables car en autoconsommation chaleur pour l'essentiel), soit une unité agricole en micro-méthanisation et 9 installations historiques industrielles dont 6 industries agro-alimentaires (dont 5 vitivinicoles), 2 papeteries et une autre industrie, dont l'objectif initial était le traitement d'effluents plutôt que la valorisation énergétique du biogaz.

PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE 2020

En Nouvelle-Aquitaine, la méthanisation représente :

Près de **1 060 milliers** de tonnes⁽¹⁾ de substrats méthanisés⁽²⁾
(effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...)

700 GWh primaires produits⁽²⁾ dont :

151 GWh électriques vendus

78 GWh thermiques valorisés (cogénération, chaudière)

221 GWh PCI (**243 GWh** PCS) injectés

⁽¹⁾ En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

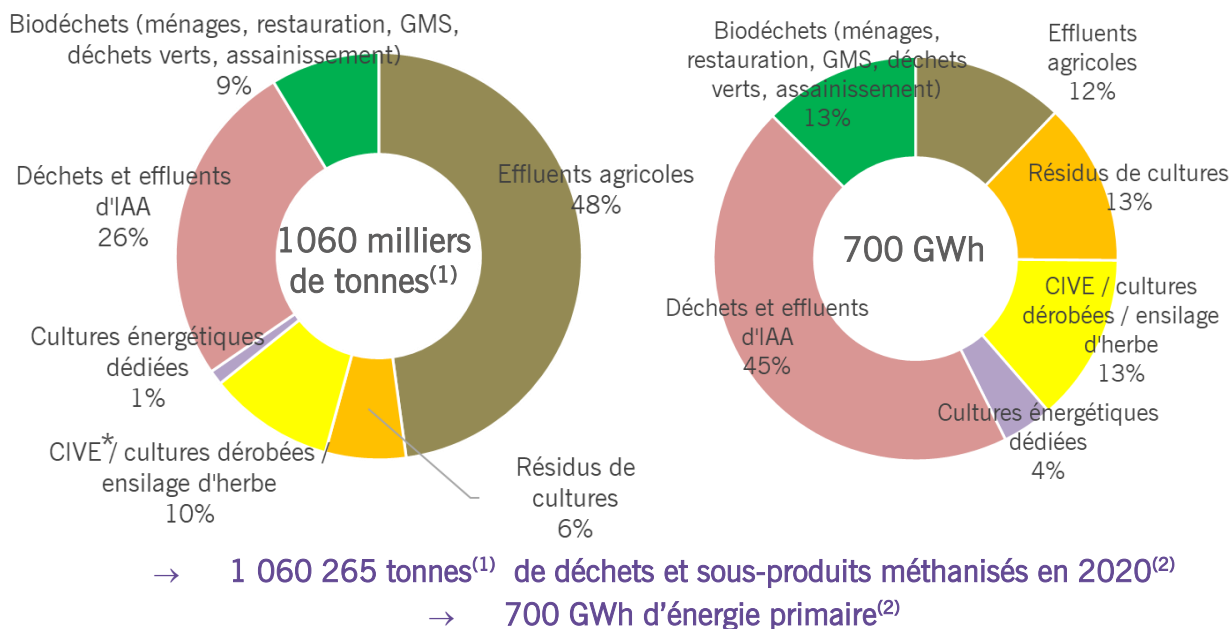
⁽²⁾ Hors 10 données manquantes



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

RESSOURCES ORGANIQUES MÉTHANISÉES EN NOUVELLE-AQUITAINE

FIGURE N°3 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS EN 2020



Le potentiel méthanogène correspond à la quantité de méthane produit par un substrat organique lors de sa biodégradation en condition anaérobie durant le processus de méthanisation. Un lisier de porc aura un potentiel méthanogène autour de 12 Nm³ CH₄/tMB tandis que celui de l'ensilage de maïs sera autour de 100 Nm³ CH₄/tMB. Il y a de la variabilité pour un même substrat (selon la siccité, le stade de récolte pour les matières végétales, le système de gestion des effluents pour le fumier/lisier etc.).

En Nouvelle-Aquitaine, les effluents agricoles représentent 48 % des tonnages mobilisés pour 12 % de l'énergie primaire produite (figure n°3).

Les matières végétales agricoles représentent 17 % des tonnages pour 30 % de l'énergie, dont 13 % provient uniquement des résidus de cultures (pailles, menue pailles, déchets de maïs, issues de silos), 13 % des Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE*) et 4 % des cultures énergétiques.

Les déchets et effluents d'IAA* représentent respectivement 26 % du tonnage, et 45 % de l'énergie primaire produite.

Les déchets d'IAA* sont pour partie des produits riches en sucres solubles (jus de fruits, confiseries...) au potentiel méthanogène intéressant, des produits végétaux frais et de conserveries, des déchets d'industries de fabrication d'huiles et de

graisses brutes/raffinées (résidus de filtration, résidus de triage de grains), des déchets de l'industrie de transformation du grain (déchets/broyats de maïs) et des déchets provenant des productions animales : déchets carnés, graisses de flottation, sang, matières stercoraires, lactosérum etc.

75 % des effluents d'IAA* sont issus d'industries vitivinicoles (lies et vinasses).

Les biodéchets représentent 9 % du tonnage et 13 % de l'énergie primaire (40 % du tonnage et 73 % de l'énergie proviennent des déchets d'assainissement).

Plusieurs STEP* méthanisent en 2020 des boues urbaines après traitement primaire et/ou secondaire puis épaissement : 4 sur la métropole bordelaise, 1 sur Rochefort, 1 sur Limoges et 1 sur Mont de Marsan.

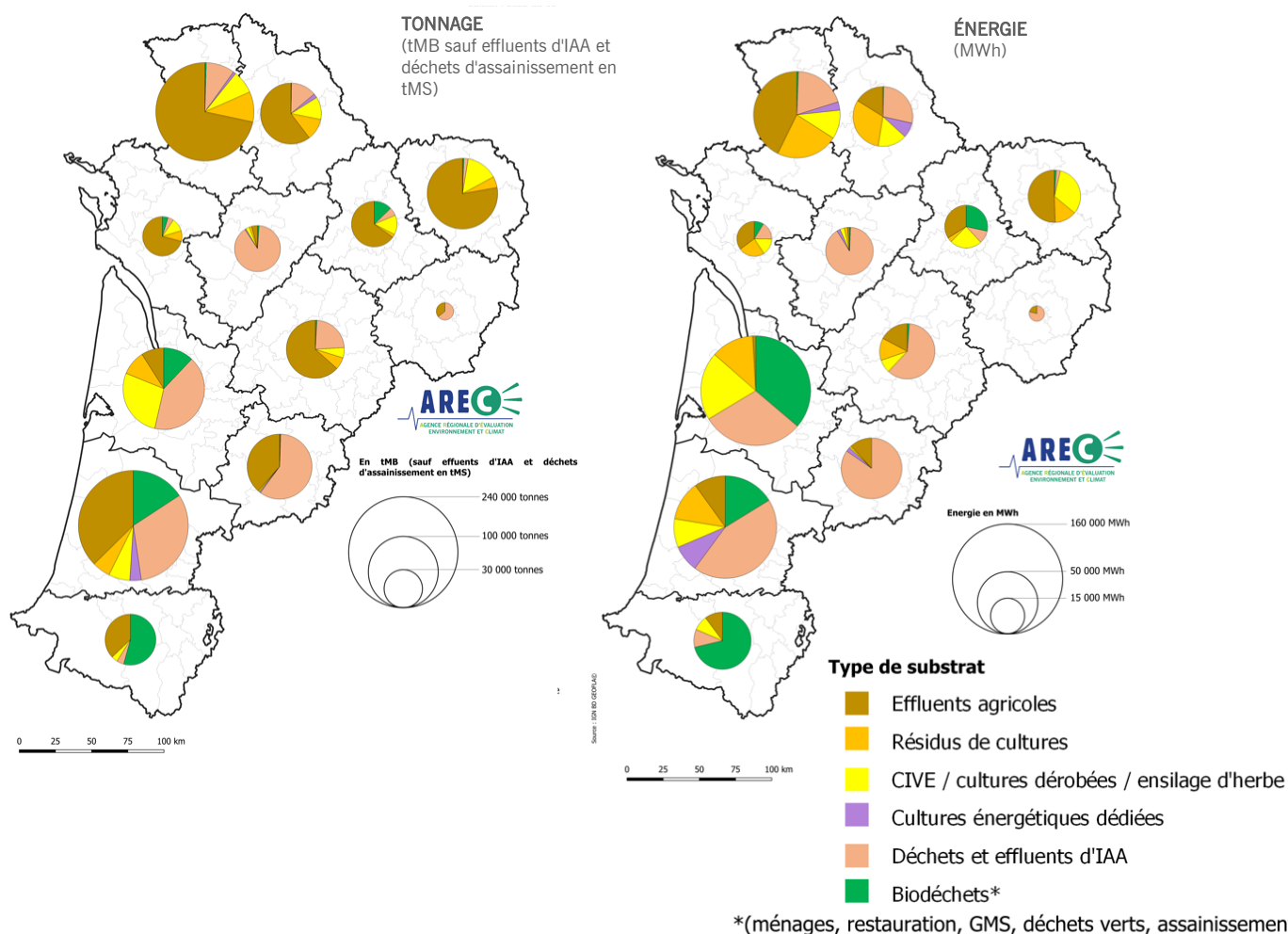
⁽¹⁾ En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

⁽²⁾ Hors 10 données manquantes



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

CARTE N°2 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS PAR DÉPARTEMENT EN 2020



Les mix énergétiques sont très variés selon les départements (carte n°2).

Les mix énergétiques de l'ensemble des unités implantées en Gironde et dans les Landes se distinguent par une part importante de déchets/effluents d'IAA*, de déchets d'assainissement et de matières végétales. 33 % de l'énergie primaire de la Gironde provient également des CIVE* et des résidus de culture ; 40 % de celle des Landes provient par ailleurs des effluents agricoles et des matières végétales.

Les unités de méthanisation situées en Deux-Sèvres, Charente-Maritime et Creuse ont mobilisé en majorité de la ressource agricole (effluents et/ou matières végétales).

Les unités de méthanisation localisées en Corrèze, Dordogne, Vienne et Lot-et-Garonne ont des mix éner-

gétiques à la fois marqués par les déchets d'IAA* et par les matières agricoles. Concernant le Lot-et-Garonne, les déchets d'IAA* sont issus de l'industrie de transformation du grain et l'industrie des fruits et légumes.

Le mix énergétique des unités situées en Charente est caractérisé par les effluents d'IAA* vitivinicoles avec la présence d'une installation de traitement par méthanisation des lies et vinasses.

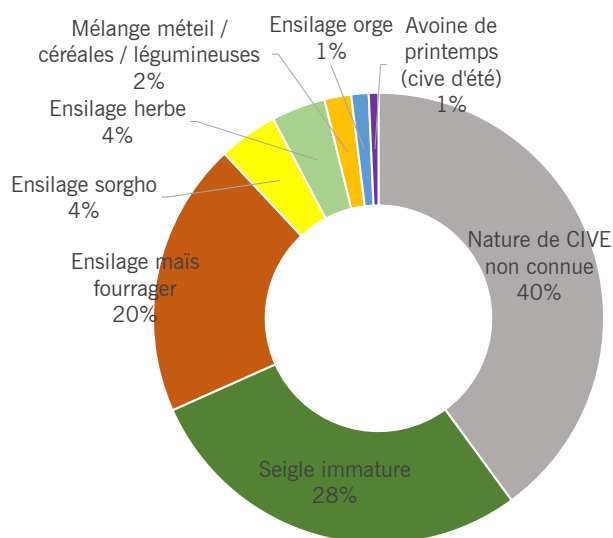
Sur le département des Pyrénées-Atlantiques, 51 milliers de tonnes de substrats sont méthanisées dont 52 % d'ordures ménagères résiduelles, soit 70 % du mix énergétique primaire du département. Cela s'explique par la présence du pôle Canopia à Bayonne qui méthanise, après traitement mécano-biologique les déchets ménagers et assimilés d'une partie du territoire d'intervention du Syndicat de gestion, traitement des déchets Bil Ta Garbi (tableau n°1).



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

Les couverts d'interculture remplissent de nombreuses fonctions agronomiques et environnementales : matière organique, fourniture d'azote, lutte contre le lessivage et l'érosion, et permettent de limiter la concurrence d'usage des sols pour les cultures énergétiques avec la production de 3 cultures en 2 ans (2 alimentaires et 1 non alimentaire).

FIGURE N°4 - RÉPARTITION DU TONNAGE DE CIVE* MÉTHANISÉES EN NOUVELLE-AQUITAINE EN 2020 PAR NATURE



En 2020, 36 sites ont méthanisé 104,9 milliers de tonnes brutes de CIVE*, ce qui représente environ 4000 hectares soit 0,2 % de la surface régionale en grandes cultures ou 0,1 % de la Surface Agricole Utile de Nouvelle-Aquitaine. À titre comparatif, 3 installations produisent du biocarburant (biodiésel et bioéthanol) à partir de matières végétales en Nouvelle-Aquitaine, production nécessitant une surface d'environ 118 500 ha de colza, tournesol et maïs.

Les espèces majoritaires sont le seigle immature à hauteur de 28 % (dont 83 % provient de 4 sites) et l'ensilage de maïs fourrager à hauteur de 20 % (dont 86 % provient des 4 même sites). Les CIVE* sont également constituées de sorgho, d'ensilage de herbe, de mélanges de méteil et/ou céréales et/ou légumineuses, et de manière plus marginale d'ensilage d'orge ou d'avoine de printemps. À noter que pour 40 % du tonnage total de CIVE* méthanisées en 2020, leur nature n'a pas été communiquée.

Les exploitants précisent qu'il est nécessaire de trouver un juste milieu entre un rendement permettant de produire suffisamment de biomasse (minimum 4 à 5 tMS/ha), et un taux de matière sèche permettant d'optimiser le potentiel méthanogène et de favoriser des bonnes conditions de conservation des ensilages.

	Seigle immature	Ensilage maïs	Ensilage sorgho	Mélange méteil / céréales / légumineuses	Ensilage herbe
Source AREC 2019-2020	18-43 tMB/ha 25-40€/tMB	20-34 tMB/ha 28-35€/tMB	18-39 tMB/ha 15-30€/tMB	15-28 tMB/ha 23-50 €/tMB	15-17 tMB/ha 25 €/tMB
Source Expertise ADEME N-A 2021 ⁽¹⁾	25 tMB/ha 530-560 €/ha	/	25-50 tMB/ha 400-450 €/ha	/	15-20 tMB/ha 417 €/ha

⁽¹⁾ ADEME, « Expertise technico-économique d'unités de méthanisation en Nouvelle-Aquitaine », 2021.

On observe cependant une variabilité de rendements parmi les différentes espèces de CIVE* (selon leur nature et la place de la CIVE* dans la succession culturale), et aussi au sein d'une même espèce (en particulier pour le sorgho) en fonction des conditions pédoclimatiques (pour un même site parfois). Ils oscillent entre 18 et 43 tMB/ha

pour le seigle et le maïs ensilage, et entre 15 et 28 tMB/ha pour l'ensilage d'herbe et les mélanges de méteil et/ou céréales et/ou légumineuses. Les coûts de production s'élèvent environ à 30 €/tMB, avec une forte variabilité pour le sorgho, le seigle et les mélanges de méteil et/ou céréales et/ou légumineuses.

→ L'équivalent énergétique des CIVE* méthanisées en 2020 correspond à 94 GWh PCI d'énergie primaire, dont 42 GWh PCI de biométhane injecté, 18 GWh PCI d'électricité vendue et 12 GWh PCI de chaleur valorisée et autoconsommée.



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

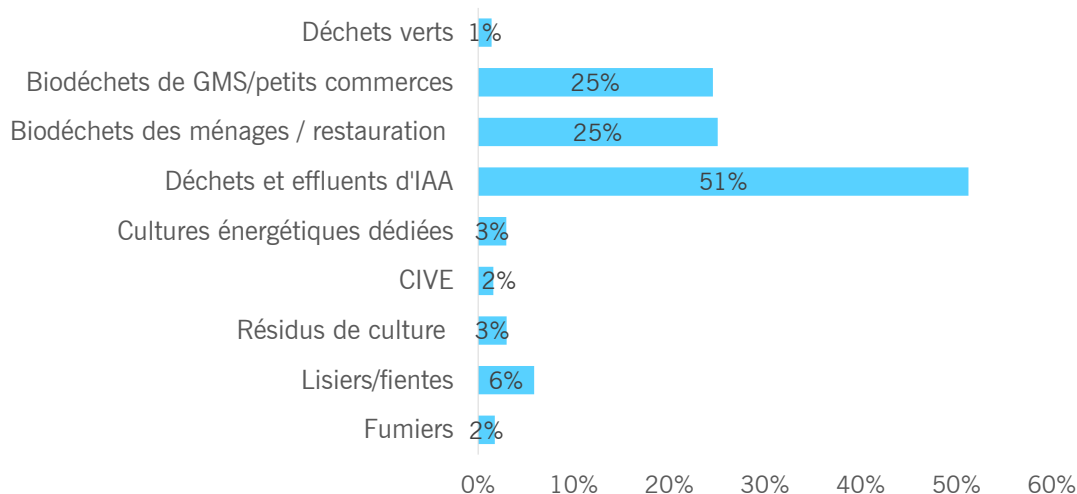
TABLEAU N°1 - TONNAGE MÉTHANISÉ ET ÉNERGIE PRIMAIRE PAR DÉPARTEMENT EN 2020

65 % de l'énergie primaire régionale est produite sur 4 départements : Gironde, Landes, Deux-Sèvres et Lot-et-Garonne

Le département de la Gironde est le premier département en ce qui concerne la production d'énergie primaire avec 163 GWh produits (tableau n°1).

Départements	Tonnage en milliers de tonnes (kt)	% du tonnage régional	Energie primaire (GWh)	% de l'énergie primaire régionale produite
16	42,1	4,0%	30,4	4,3%
17	30,7	2,9%	16,4	2,3%
19	6,0	0,6%	3,2	0,5%
23	99,0	9,3%	37,0	5,3%
24	67,1	6,3%	41,2	5,9%
33	132,3	12,5%	162,5	23,2%
40	240,6	22,7%	142,0	20,3%
47	83,9	7,9%	49,7	7,1%
64	51,4	4,8%	44,2	6,3%
79	192,1	18,1%	100,9	14,4%
86	73,8	7,0%	48,2	6,9%
87	41,2	3,9%	24,7	3,5%
Nouvelle-Aquitaine	1060,3 ⁽¹⁾	100 %	700,4	100 %

FIGURE N°5 - TAUX DE MOBILISATION DE QUELQUES SUBSTRATS (EN 2020)
PAR RAPPORT À LEUR GISEMENT NET DISPONIBLE ⁽²⁾ EN NOUVELLE-AQUITAINE



Les substrats méthanisés en 2020 représentent 3,8 % du gisement organique net disponible (et une fois tous les usages prioritaires pris en compte à savoir retour au sol, litières etc.).

Les matières agricoles sont peu mobilisées au regard de leur gisement net disponible. On observe une variabilité d'une année à un autre pour les matières végétales. De moins en moins de résidus de culture sont méthanisés au profit des CIVE* et des cultures énergétiques.

25 % du gisement net disponible de biodéchets de GMS* et petits commerces sont orientés en méthanisation (14 % en 2018, 24 % en 2019), contre 51 % des déchets d'IAA* (39 % en 2018, 49 % en 2019) (figure n°5).

→ Les matières agricoles sont peu mobilisées en méthanisation au regard de leur gisement net disponible

⁽¹⁾ En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

⁽²⁾ Gisement Net Disponible : gisement disponible pour toutes filières d'utilisation du gisement organique, après déduction des filières de valorisations actuelles et prise en compte de critères d'accessibilité technique / économique / sociale (voir note « Estimation des Ressources méthanisables en Nouvelle-Aquitaine à l'horizon 2030 »).

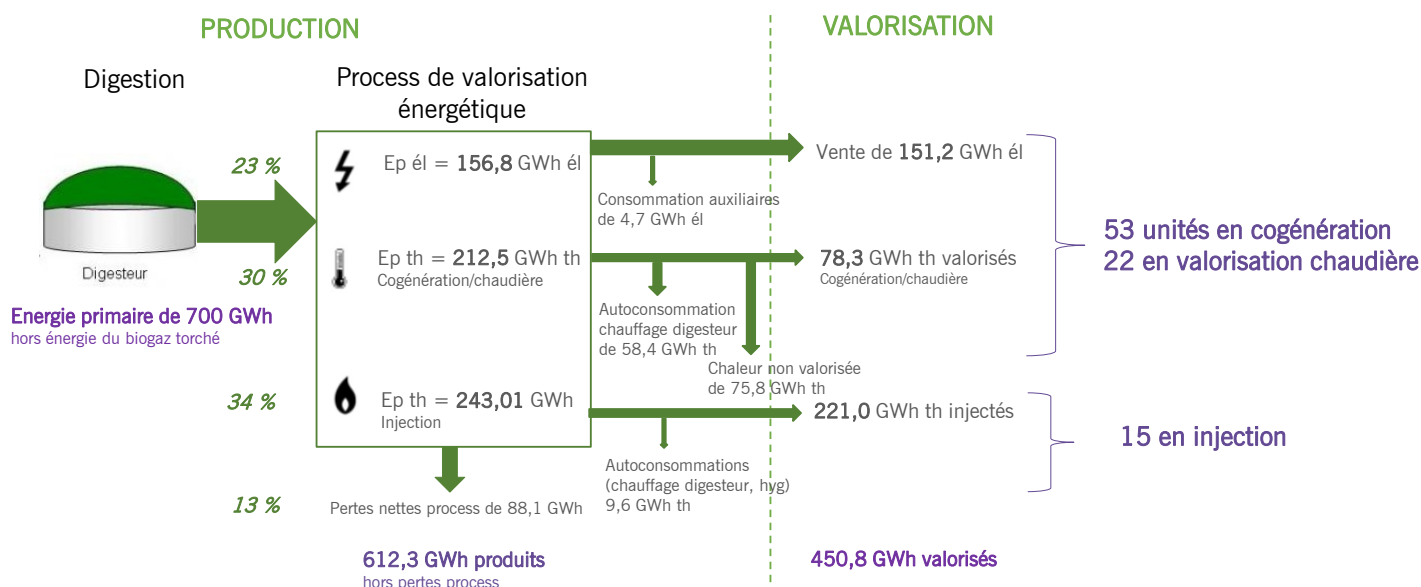


ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE

BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES DES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE

FIGURE N°6 - PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE EN 2020 (GWh PCI)



→ 74 % d'énergie valorisée par rapport à l'énergie produite

ÉNERGIE THERMIQUE

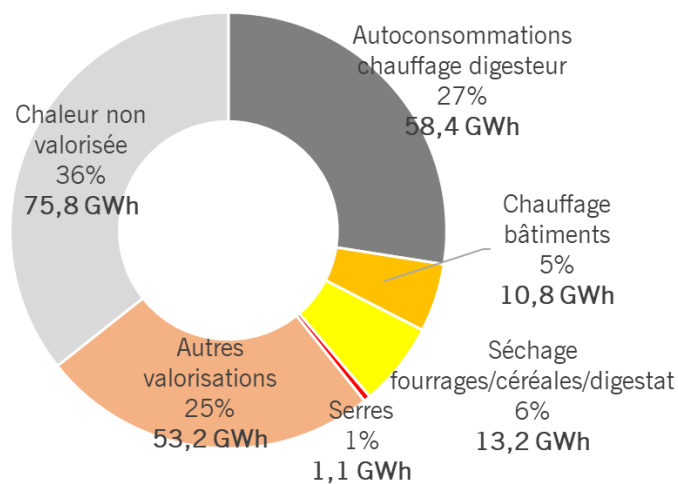
L'autoconsommation pour le chauffage des digesteurs représente 27 % de l'énergie thermique produite (figure n°7).

Le poste « autres valorisations » représente 53 GWh th, et concerne les usages liés au process de méthanisation/évacuation des digestats (hygiénisation, post-traitement du digestat par évapoconcentration, stripping) ou des usages process spécifiques hors méthanisation (déshydratation des boues de STEP*, process industriels, séchage des refus de tri).

Les autres postes concernent le séchage de fourrages, céréales et digestats (13 GWh) et le chauffage de bâtiments (11 GWh).

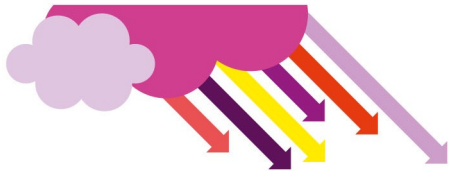
36 % de la chaleur produite en 2020 n'a pas été valorisée.

FIGURE N°7 - RÉPARTITION DE L'ÉNERGIE THERMIQUE PRODUITE (COGÉNÉRATION/CHALEUR) EN 2020



→ 64 % de l'énergie thermique totale produite par cogénération/chaudière est valorisée et autoconsommée

(1) Ep : énergie primaire



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

Plusieurs éléments d'analyse entrent en jeu pour expliquer la part importante de chaleur non valorisée :

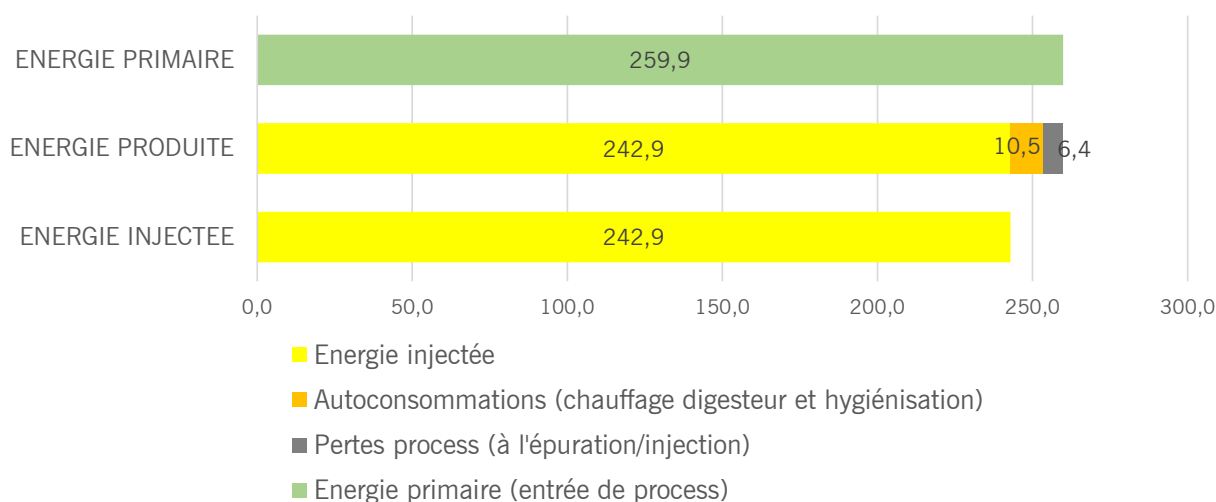
- Au regard des tarifs de rachat de l'électricité, il n'y a plus d'obligation à valoriser la chaleur issue de cogénération depuis que ce paramètre a été exclu en 2016. Cependant, la valorisation thermique est un critère d'éligibilité déterminant, conservé par les financeurs publics dans le cadre des demandes d'aide aux investissements ;
- L'échantillon d'analyse ne comprend pas les 10 données manquantes qui comprennent notamment 6 industries agro-alimentaires

dont 5 IAA* vitivinicoles, mais aussi 2 papeteries, 1 site expérimental et 1 industrie autre. La prise en compte de ces sites augmenterait certainement la part d'autoconsommation pour le chauffage du digesteur et celle du poste « autres valorisations », et réduirait celle de la chaleur non valorisée ;

- 8 sites sur les 53 en cogénération ont réalisé des montées en puissances (électrique et thermique) entre 2017 et 2020, à besoin de chaleur constant.

BIOMÉTHANE INJECTÉ

FIGURE N°8 - BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES EN INJECTION (GWH PCS) EN 2020



L'autoconsommation représente ici 4 % de l'énergie produite (hors pertes process). Cependant, certains sites de l'échantillon ont eu recours à du combustible fossile (plutôt que du biogaz) pour leurs besoins d'hygiénisation (ou de chauffage de digesteurs de manière marginale en phase de montée en charge), ce qui tend à baisser la part de biogaz autoconsommée (habituellement entre 8 et 10 % de l'énergie produite).

L'énergie injectée représente 242,9 GWh PCS (figure n°8), soit un total de 15 installations à fin 2020 dont 8 installations injectant sur une année complète à régime nominal et 7 installations mises en service au cours de l'année 2020.

→ **96 % de l'énergie totale produite est injectée, soit 243 GWh PCS**



ANALYSE DE FONCTIONNEMENT⁽¹⁾

L'échantillon d'analyse regroupe 48 sites, fonctionnant sur l'année civile 2020 complète à régime nominal. L'échantillon ne comprend pas :

- les 10 sites sans données,
- 16 sites industriels historiques surdimensionnés ou avec des périodes creuses de production (STEP*, IAA*),
- 13 sites mis en service en cours d'année 2020, 1 site en montée en puissance en 2020 (année de fonctionnement partielle à régime nominal),
- 2 sites à visée expérimentale.

Un dysfonctionnement est considéré comme une problématique technique / organisationnelle / humaine à l'origine d'un écart entre le prévisionnel et le réalisé.

Le nombre d'unités à dysfonctionnements n'est pas exhaustif et repose sur les données que l'AREC récupère auprès des exploitants (retours d'enquête, documents divers) et des rapports annuels de fonctionnement.

Nombre d'heures de fonctionnement	48 sites
< 5 200 h	10 sites ayant rencontré des dysfonctionnements (dont 2 en voie sèche, dont un en première année complète de mise en service)
5 201 - 7 000 h	7 sites ayant rencontré des dysfonctionnements
7 001 - 7 500 h	6 sites
> 7 500 h	25 sites en fonctionnement nominal

→ 65 % de l'échantillon analysé a fonctionné plus de 7 000 h

→ 35 % de l'échantillon a fonctionné moins de 7 000 h

- Les 40 sites en cogénération de l'échantillon ont fonctionné en moyenne 6 531 h
- Les 8 sites en injection de l'échantillon ont fonctionné en moyenne 8 164 h

→

Les retours faits par les exploitants concernant les dysfonctionnements et pistes d'actions sont recensés en annexe ⁽¹⁾ « Dysfonctionnements et bonnes pratiques recensés par les exploitants » selon qu'ils concernent l'incorporation / préparation des substrats, la digestion, la cogénération, le post traitement.

Un ensemble de préconisations générales émises par les exploitants figurent également en annexe ⁽¹⁾.

EMPLOIS

Concernant le ratio Equivalent Temps Plein, il ressort une moyenne de 0,33 ETP* / 100 kW él en cogénération (sur 2017, 2018, 2019, 2020), et 0,26 ETP* / 100 kW él équivalent en injection (sur 2018, 2019, 2020). Ces ratios sont retrouvés dans plusieurs études nationales, notamment dans le programme PRODIGES (2019) mené par l'APCA et 6 Chambres Régionales d'Agriculture,

ou encore dans le guide « Réaliser une unité de méthanisation à la ferme » (2019) édité par l'ADEME.

Cependant il est délicat de déterminer un ratio par tranche de puissance, notamment dans le cas où il n'y a pas de distinction stricte entre le temps passé sur l'activité agricole, et celui passé sur l'activité méthanisation.

- Sur cette base, on peut estimer à 141 emplois dédiés à l'activité de méthanisation au 1er janvier 2022 (90 ETP* pour 56 sites en cogénération, 51 ETP* pour 31 sites en injection)

⁽¹⁾ Voir en annexes « Dysfonctionnements et bonnes pratiques recensés par les exploitants » et « Préconisations générales émises par les exploitants ».



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2020)

ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'enquête a permis de recueillir un ensemble de données économiques (investissement, produits, charges). Ces éléments sont analysés dans le paragraphe suivant.

RATIOS D'INVESTISSEMENT EN 2020

Les investissements pris en compte concernent le pré/post traitement, la digestion, la valorisation énergétique, le stockage mais aussi les équipements de valorisation de la chaleur. 47 sites sur 53 en cogénération ont communiqué leur donnée d'investissement en 2020, et 15 sites sur 15 en injection.



COGÉNÉRATION

La petite méthanisation (<100 kW él) présente des postes d'investissement incompressibles (béton du digesteur, moteur de cogénération etc.) qui ont pour effet d'augmenter le coût global du kW él produit. Le ratio en €/kW él diminue avec la puissance qui augmente.

Gamme de puissance (kW él)	Investissement (€/kW él)
= < 100 kW él	12 565 €/kW él
101-250 kW él	8 800 €/kW él
251-500 kW él	8 017 €/kW él
501-1 000 kW él	6 408 €/kW él
>1 000 kW él	6 107 €/kW él

→ Investissement moyen de 7 283 €/kW él
→ Puissance moyenne de 457 kW él



ANALYSE DU RATIO INVESTISSEMENT / PUISSANCE

L'échantillon de sites de 2020 comprend plusieurs sites historiques et des sites de puissance supérieure à 500 kW él. Ces sites ne sont pas représentatifs (en terme d'investissements) des projets en instruction aujourd'hui, et ont tendance à faire baisser le ratio investissement/puissance. Les sites instruits à ce jour en cogénération sont de puissance inférieure à 500 kW él (logique d'Appel d'Offre au dessus), voire

inférieure à 300 kW él (priorité à l'injection au dessus) et présentent un ratio investissement/puissance supérieur à 9 000 €/kW él.

Concernant les sites à gamme de puissance intermédiaire (100-250 kW él et 250-500 kW él), on remarque que la moitié d'entre eux présente un ratio investissement/puissance supérieur à 9 000 €/kW él (et la majorité a été mis en service après 2015).

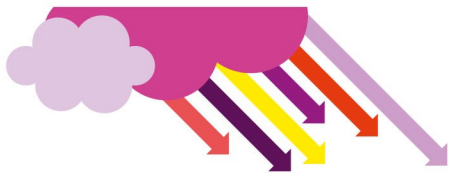


INJECTION

3 sites en injection au débit compris entre 90 et 109 Nm³ CH₄/h présentent un investissement moyen de 59 827 €/Nm³ CH₄/h, 9 autres sites au débit moyen de 205 Nm³ CH₄/h présentent un investissement moyen inférieur de 43 %, tandis que 3 autres sites au débit moyen de 518 Nm³ CH₄/h présentent un investissement moyen inférieur de 47 %.

Gamme de débit (Nm ³ CH ₄ /h)	Investissement (€/Nm ³ CH ₄ /h)
= < 150 Nm ³ CH ₄ /h (3 sites)	59 827 €/Nm ³ CH ₄ /h
151-300 Nm ³ CH ₄ /h (9 sites)	34 368 €/Nm ³ CH ₄ /h
>300 Nm ³ CH ₄ /h (3 sites)	31 927 €/Nm ³ CH ₄ /h

→ Investissement moyen de 35 449 €/Nm³ CH₄/h
→ Débit moyen de 245 Nm³ CH₄/h



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2017-2020)

ANALYSE ÉCONOMIQUE 2017-2018-2019-2020



COGÉNÉRATION

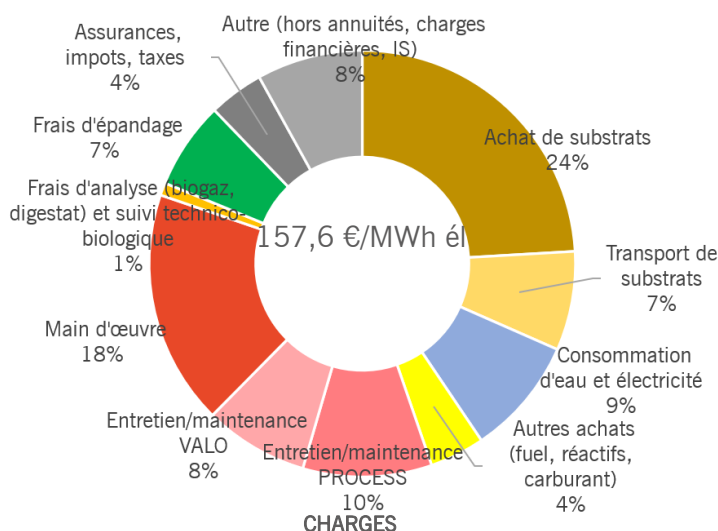
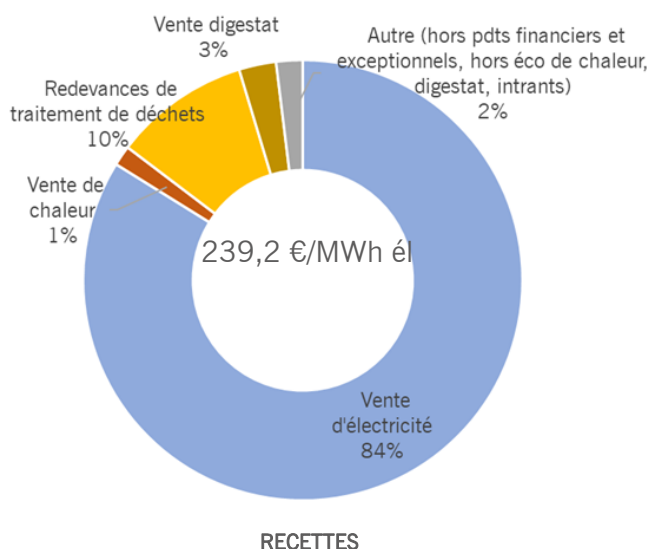
L'AREC a collecté 65 retours économiques exploitables en cogénération (recettes et charges) pour les années de production 2017 (18 retours), 2018 (15) et 2019 (18) et 2020 (14) correspondant à un échantillon de 31 installations différentes (27 installations agricoles, 4 installations territoriales). Une même installation peut donc figurer plusieurs fois dans l'échantillon selon l'année de production.

Les recettes sont à 84 % la vente d'électricité, et à 10 % les redevances de traitement des déchets exogènes.

Les principaux postes de charges sont l'achat et le transport de substrats (31 %), la main d'œuvre (18 %), la maintenance (18 %), les consommables et autres achats (13 %) et le poste « autres » (8 %, charges locatives, frais de gestion etc.) (figure n°9).

Les recettes s'élèvent en moyenne à 239 €/MWh él sur l'échantillon, et à 158 €/MWh él pour les charges (hors charges financières, hors amortissements, avant impôt sur les sociétés), soit un EBE* moyen de 82 €/MWh él, et un temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises).

FIGURE N°9 - RÉPARTITION DES RECETTES ET CHARGES



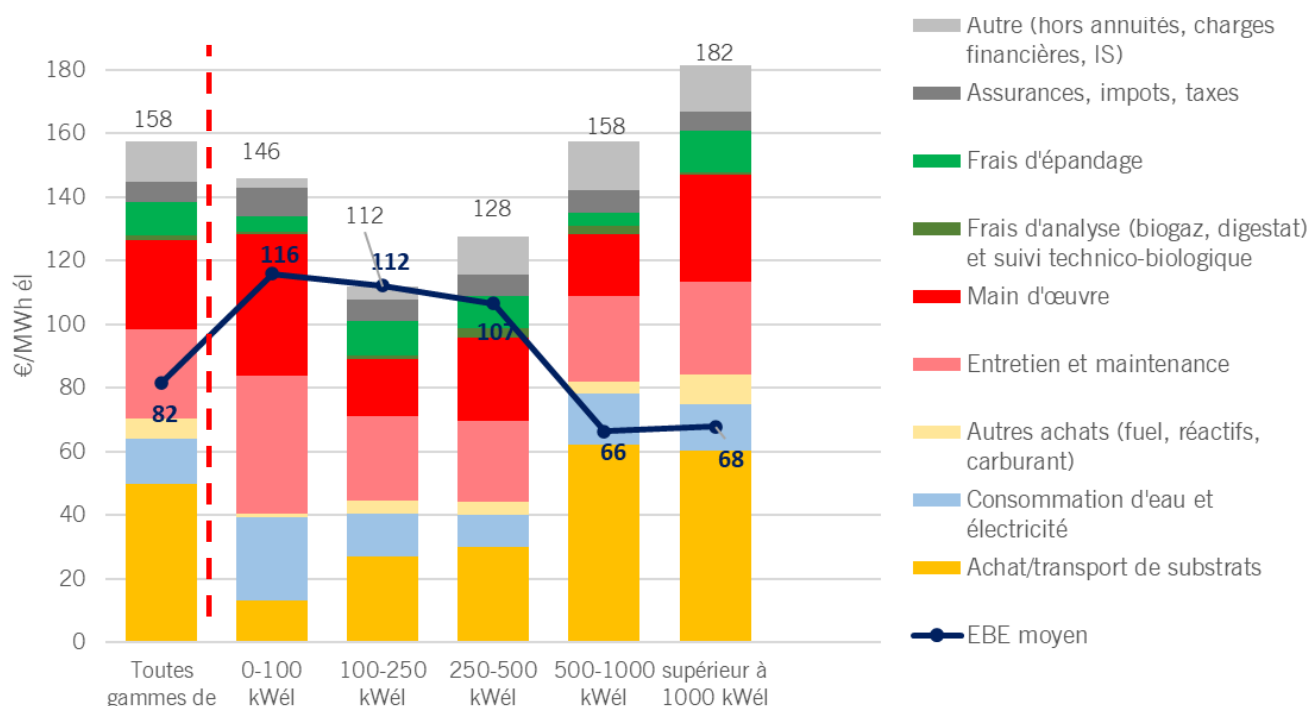
* hors charges financières, hors amortissement, avant impôt sur les sociétés

→ EBE* moyen de 81,5 €/MWh él sur l'échantillon d'analyse



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2017-2020)

FIGURE N°10 - DÉTAIL DE LA RÉPARTITION DES CHARGES PAR GAMME DE PUISSANCE



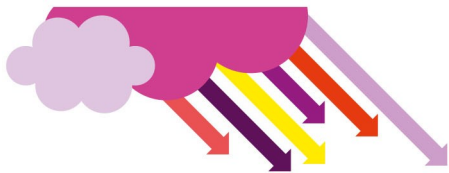
Gammes de puissance	Nombres de sites (échantillon global)
0-100 kW él	10 sites (Pmoy de 62 kW él)
100-250 kW él	21 sites (Pmoy de 200 kW él)
250-500 kW él	14 sites (Pmoy de 433 kW él)
500-1000 kW él	10 sites (Pmoy de 691 kW él)
>1000 kW él	10 sites (Pmoy de 1 909 kW él)

Les charges (hors charges d'investissement) varient entre 112 €/MWh él et 182 €/MWh él, et l'EBE* entre 66 €/MWh él et 116 €/MWh él (attention l'EBE* n'est pas directement corrélé à la rentabilité car les charges d'investissement ne sont pas prises en compte) (figure n°10).

Pour les sites dont la puissance est inférieure à 100 kWél : les charges de maintenance/main d'œuvre représentent 60 % des charges totales (en €/MWh él). Également, le poste « Consommations d'eau/d'électricité » des sites de moins de 100 kWél est environ 2 fois supérieur (en €/MWh él) au poste équivalent des sites des autres

gammes de puissance. Il semble exister des postes de charges incompressibles (au même titre que les investissement incompressibles), notamment maintenance et entretien, ETP* dédiés à l'activité de méthanisation et consommations d'électricité/eau.

Pour les sites dont la puissance est supérieure à 500 kWél, le poste « achat/transport de substrats » représente entre 33 % et 40 % des charges, ce qui démontre le choix des exploitants de s'approvisionner en substrats exogènes à fort intérêt économique (redevances de traitement) ou méthanogène.



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2017-2020)

Chaque méthaniseur possède ses propres critères de rentabilité : taux de rémunération des actionnaires, pérennisation d'un ou plusieurs emplois agricoles, économies sur les intrants, le digestat ou la chaleur etc.

2 indicateurs ont été pris en compte pour évaluer la rentabilité de l'échantillon : la Valeur Actuelle Nette VAN* (somme des flux financiers actualisés, c'est-à-dire en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation d'environ 3,8 %)

et le Taux de Rentabilité Interne TRI* (valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN*).

Si le TRI* est supérieur au taux d'actualisation du capital, et si la VAN* est positive, alors le projet est de nature à générer de la valeur pour l'entreprise.

Sur cette base, 71 % des sites de l'échantillon sont « rentables » selon le détail ci-dessous par gamme de puissance :

Gammes de puissance (nombre de sites - P moy)	% de sites « rentables » par gamme de puissance (échantillon global)
0-100 kW él 10 sites (62 kWél)	40 %
100-250 kW él 21 sites (200 kWél)	95 %
250-500 kW él 14 sites (433 kWél)	71 %
500-1000 kW él 10 sites (691 kWél)	70 %
>1000 kWél 10 sites (1909 kWél)	50 %

Cependant, aucun lien statistique n'existe entre rentabilité et puissance, dû à de fortes disparités par gamme de puissance.

La limite de cet exercice est d'utiliser l'indicateur EBE* de 2017, 2018, 2019 ou 2020 pour le calcul de la VAN* et du TRI*, et de le lisser sur 15 ans. Or, l'EBE* peut varier d'une année à l'autre. La notion de rentabilité n'est pas figée dans le temps.

→ **71 % de sites « rentables » sur l'échantillon d'analyse**
(sur la base des critères VAN* et TRI*)

De nombreuses analyses économiques nationales ou régionales sont réalisées dans une approche « one-shot » pour un échantillon en particulier (typologie, dimensionnement, année de mise en service variables) et pour une année de production en particulier, ce qui ne permet pas de transposer de manière systématique les conclusions.

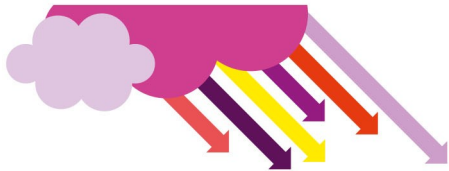
Cependant, après 4 années d'analyse des retours économiques en Nouvelle-Aquitaine, il semblerait que l'on constate une bonne rentabilité pour les sites aux gammes de puissances intermédiaires (100-250, 250-250 et 500-1000 kW él), et davantage de variabilité statistique pour les gammes dites « extrêmes » (0-100 kW él et >1000 kW él). La rentabilité des sites de petite puissance

(<100 kW él) reste difficile à atteindre. Ces sites ont des investissements mais aussi des postes de charges incompressibles (maintenance, main d'œuvre, consommation électrique). La perception de redevances de traitement peut cependant leur permettre d'assurer leur bon équilibre économique.

Également, on ne semble pas observer d'évolution à la baisse des coûts d'investissement et des coûts de production selon le caractère récent de la date de mise en service. Là encore, la disparité statistique empêche d'établir une corrélation linéaire entre les coûts et la date de mise en service.

Cette analyse fera l'objet d'une actualisation lors des prochaines années, ce qui devrait permettre d'affiner et fiabiliser les résultats.

→ **L'intérêt de l'exercice est de comparer la rentabilité des sites entre eux à un instant t sur la base d'une même méthode, et de le faire sur un pas de temps annuel pour observer des tendances**



LIEN ENTRE RENTABILITÉ ET ANNÉE DE MISE EN SERVICE ?

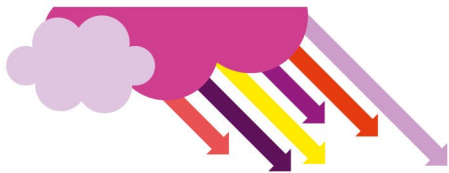
On remarque que 100 % des sites de l'échantillon mis en service entre 2010 et 2012 sont rentables, et 60 % d'entre eux ont réalisé une montée en puissance (à surcôt de réinvestissement limité).

Cependant, seul 35 % des sites mis en service en 2013 et 2014 sont rentables (dont 60 % ont aussi réalisé une montée en puissance). Les 65 % de sites non rentables sont à 40 % des petites unités de méthanisation (< 100 kW él), à 40 % des sites territoriaux multi-substrats et à 20 % des sites dont la technologie est innovante.

Enfin, les installations mises en service depuis 2015 sont rentables à 86 %. Ces sites possèdent

et ont pu bénéficier de la professionnalisation des acteurs de la filière (choix technologiques adéquats, retours d'expérience) mais aussi d'un accompagnement adapté de la part des financeurs publics et autres relais du terrain (animation, formations, journées techniques etc.).

A contrario, les sites mis en service avant 2015 ont certainement pâti du manque de recul technologique et d'un encadrement moins structuré. Certains sites antérieurs à 2015 ont cependant d'excellents indicateurs de rentabilité car maîtrisent parfaitement leur outil, et ont pu monter en puissance en multipliant par 1,5 à 2,5 leur capacité de production.



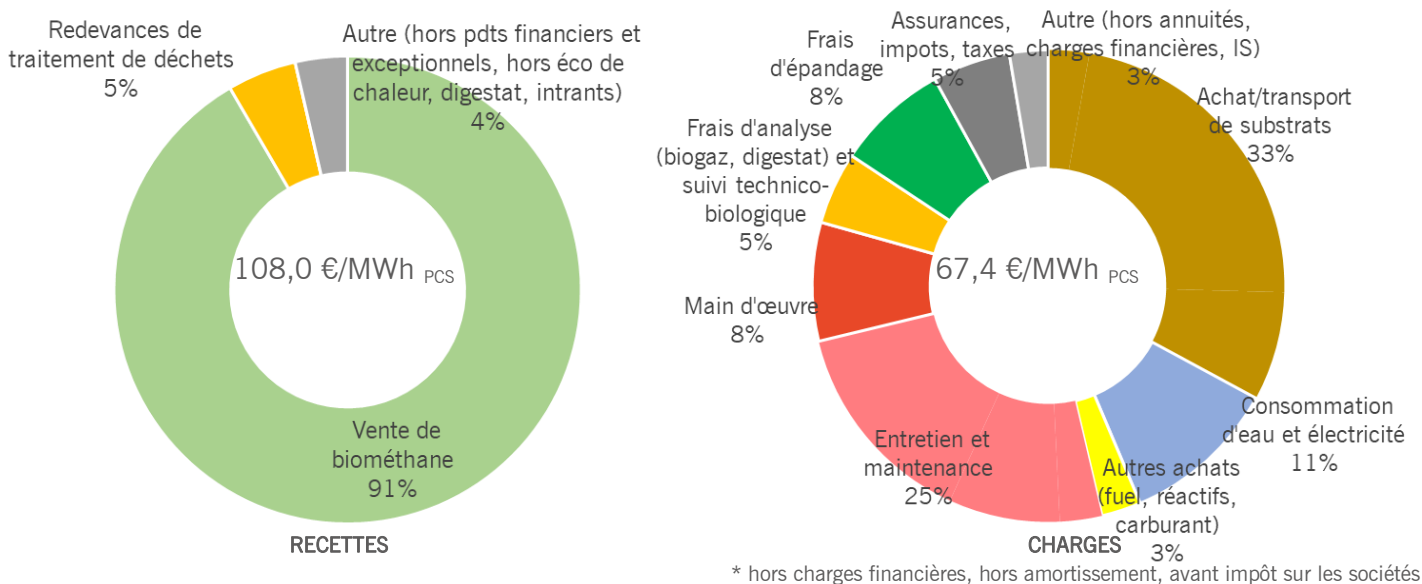
ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2017-2020)



INJECTION

L'AREC a collecté 12 retours économiques exploitables en injection (recettes et charges) pour les années de production 2017 (1 retour), 2018 (1), 2019 (3) et 2020 (7) correspondant à un échantillon de 7 installations différentes (4 installations agricoles, 3 installations territoriales). Une même installation peut donc figurer plusieurs fois dans l'échantillon selon l'année de production.

FIGURE N°11 - RÉPARTITION DES RECETTES ET CHARGES



→ **EBE* moyen de 40,6 €/MWh PCS sur l'échantillon d'analyse**

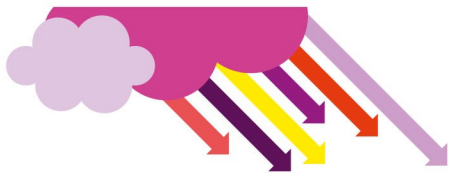
Les recettes sont à 91 % la vente de biométhane, et à 5 % les redevances de traitement des déchets exogènes.

Les principaux postes de charges sont l'achat et le transport de substrats (33 %), la maintenance (25 %), les consommables et autres achats (11 %), la main d'œuvre (8 %), et les frais d'épandage (8 %) (figure n°11).

Les recettes s'élèvent en moyenne à 108 €/MWh_{PCS} sur l'échantillon, et à 67 €/MWh_{PCS} pour les charges (hors charges financières, hors amortissements, avant impôt sur les sociétés), soit un EBE* moyen de 41 €/MWh_{PCS}, et un temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises).

Si l'on compare les clés de répartition des coûts de production de la filière de l'injection par rapport à celle de la cogénération, il y a davantage de charges de maintenance, de frais d'analyse (biogaz, digestat) et de suivi technico-biologique, et moins de charges de main d'œuvre. Si l'on raisonne en puissance électrique équivalente, les sites en injection ont un dimensionnement plus important que les sites en cogénération, demandent plus d'entretien (poste d'épuration, d'injection etc.) et sont aussi davantage automatisés.

Concernant la filière de l'injection, l'AREC dispose de trop peu de retours économiques pour présenter une analyse de rentabilité équivalente à celle de la filière de la cogénération. Les résultats de la prochaine enquête (année de production 2021) devraient permettre d'approfondir le sujet.



UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET EN NOUVELLE-AQUITAINE

ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS AVANCÉS RECENSÉS AU 1^{ER} MARS 2022

Afin d'avoir une vision à court et moyen terme du développement de la filière, l'AREC a mené une analyse sur les projets avancés (stades investissement et construction).

Au 1^{er} Mars 2022, 33 projets avancés sont recensés, dont plus de la moitié en construction, et une quarantaine de projets sont en phase de développement ou d'étude de faisabilité⁽¹⁾.

Les projets avancés seraient à 90 % des projets agricoles, même s'il existe une implication grandissante des collectivités, syndicats d'énergie et de déchets dans les projets agricoles collectifs et territoriaux. 91 % des projets avancés valorisent le biogaz en injection, tandis que 9 % le valorisent en cogénération (figure n°12). La quantité d'énergie équivalente au biométhane injecté dans le réseau représenterait 84 % de l'énergie primaire des projets avancés au 1^{er} Mars 2022 (figure n°13).

FIGURE N°12 - CARACTÉRISATION DES PROJETS AVANCÉS

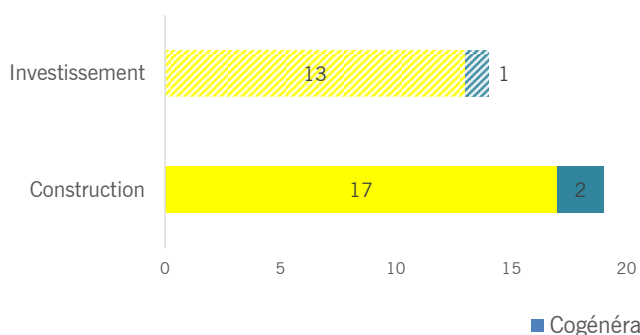


FIGURE N°13 - FLUX ÉNERGÉTIQUES DES PROJETS AVANCÉS

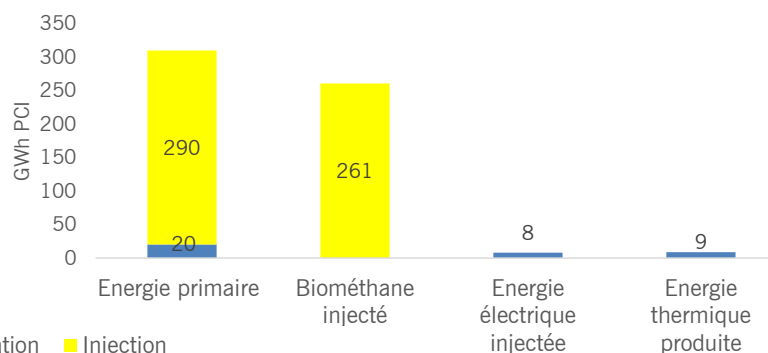
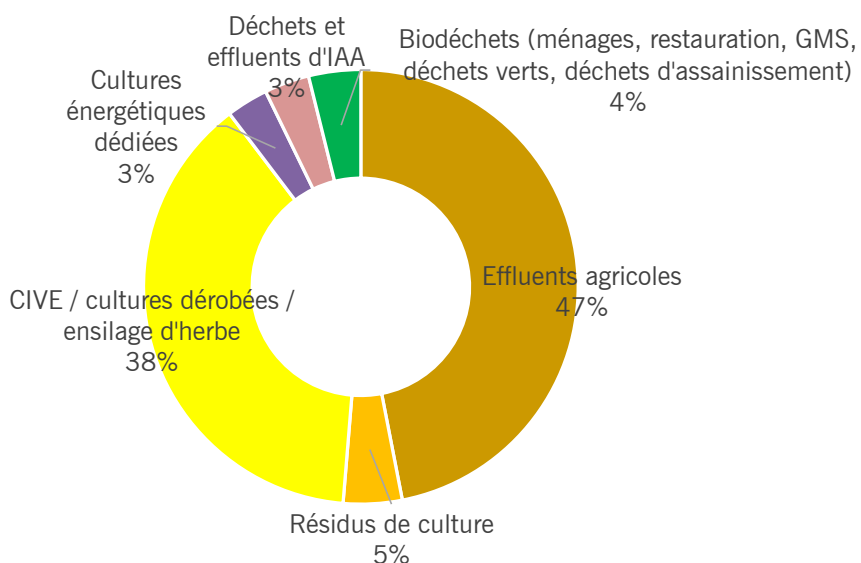


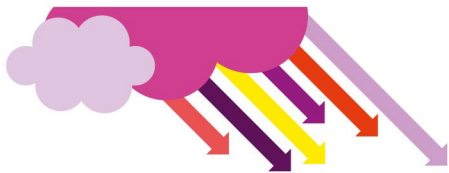
FIGURE N°14 - INTRANTS DES PROJETS AVANCÉS



Au 1^{er} Mars 2022, les intrants des projets avancés (tous stades de maturité confondus, toutes voies de valorisation énergétique confondues) sont constitués à 47 % d'effluents agricoles et à 46 % de matières végétales (dont 38 % de cultures intermédiaires).

Les déchets et effluents d'IAA* et les biodéchets restent minoritaires, ce qui confirme un recours moindre aux déchets exogènes dans ces projets en devenir de typologie essentiellement agricole (figure n°14).

⁽¹⁾ Eléments d'instruction des financeurs publics et bases de données MéthaN-Action



POSITIONNEMENT PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS RÉGIONAUX DU SRADDET*

Concernant la filière du gaz renouvelable hors injection (cogénération et usage direct pour la méthanisation et le captage de biogaz en ISDND*), le SRADDET*, adopté depuis le 27 Mars 2020, a fixé des objectifs de production d'électricité injectée et de chaleur valorisée à 375 GWh en 2020 et 1 000 GWh en 2030.

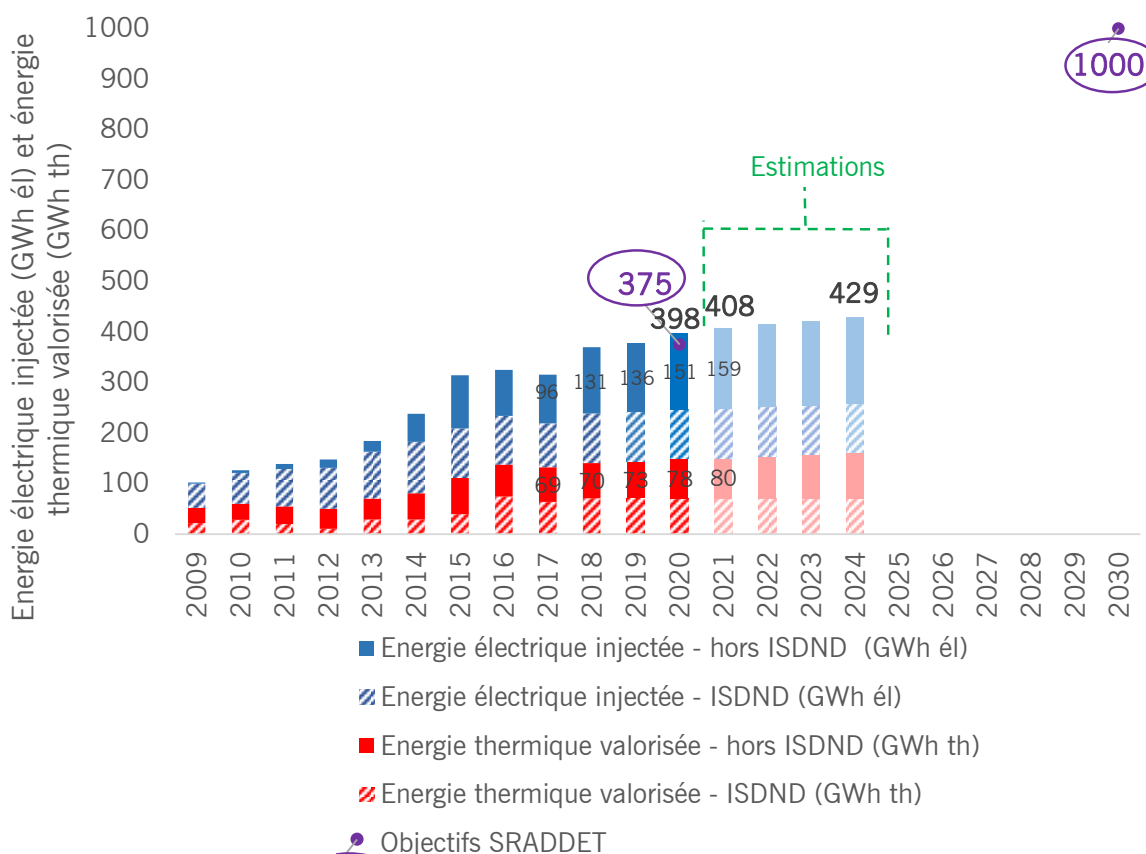
Des estimations ont été réalisées entre 2021 et 2024 sur la base des productions énergétiques de 2020, des sites mis en fonctionnement en 2020 et

2021 (selon leur mois et date de mise en service) et des sites en projets avancés⁽¹⁾.

La production des ISDND* a été considérée comme constante même si certaines pourraient être amenées à fermer ou à passer en injection.

L'objectif de 2020 est dépassé, tandis qu'un effort resterait à fournir entre 2024 et 2030 (figure n°15).

FIGURE N°15 - SCÉNARIOS PROSPECTIFS POUR LA COGÉNÉRATION ET LA VALORISATION CHALEUR



Concernant la cogénération et l'usage direct du biogaz, la production d'énergie valorisée (électricité et chaleur) dépasse en 2020 l'objectif fixé par le SRADDET* à cet horizon à 375 GWh PCI, et atteindrait en 2024 43 % de l'objectif de 2030.

⁽¹⁾ Eléments d'instruction des financeurs publics et bases de données Méthana Action



Concernant la filière de l'injection, le SRADDET* a fixé des objectifs de production de biométhane injecté à 240 GWh PCS en 2020 et 6 000 GWh PCS en 2030.

Des estimations ont été réalisées entre 2021 et 2025 sur la base des productions énergétiques de 2020, des sites mis en fonctionnement en 2020 et 2021 (selon leur mois et date de mise en service), des sites en projets avancés⁽¹⁾ et des projets en file d'attente.

Dans ce scénario simplifié, l'objectif de 2020 est quasiment égalé, et l'objectif de 2030 serait atteint à 43 % en 2025 (figure n°16).

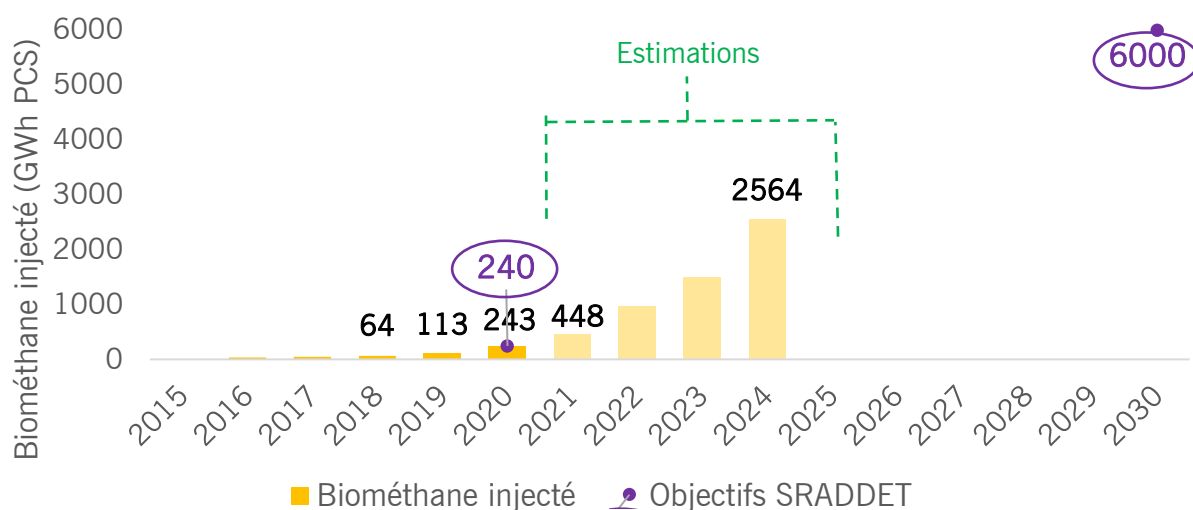
Les projets en file d'attente qui seront inscrits dans le registre des capacités à fin 2025 donneront un aperçu de la possibilité d'atteindre l'objectif de 2030. Il faudrait qu'ils atteignent en 2025 une production de biométhane d'environ 3,5 TWh PCS. Or la capacité maximale des projets en file d'attente

était respectivement de 0,9 TWh, 1,4 TWh, 2,2 TWh, 2,2 TWh et 2,0 TWh en 2017, 2018, 2019, 2020 et 2021.

Cet objectif 2030 peut inclure le développement de filières comme la pyrogazéification et le power-to-gaz, même s'il est probable que ces filières n'atteignent leur maturité qu'après 2030.

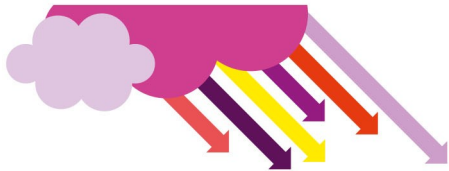
Ces scénarios prospectifs ne prennent cependant pas en compte les évolutions tarifaires sur le biométhane injecté (arrêté du 25/11/20) qui pourraient avoir un impact sur la concrétisation des projets en file d'attente. Également, les projets en file d'attente sont enregistrés dans le registre de gestion des capacités sur la base de leur Cmax (Capacité Maximale de Production) qui constitue un seuil administratif maximum de production (déclaré dans le contrat d'achat du biométhane) non nécessairement atteint.

FIGURE N°16 - SCÉNARIOS PROSPECTIFS POUR L'INJECTION



Concernant la filière du biométhane, la production injectée en 2020 est quasiment équivalente à l'objectif fixé par le SRADDET* à cet horizon à 240 GWh PCS, et atteindrait en 2025 43 % de l'objectif de 2030.

⁽¹⁾ *Eléments d'instruction des financeurs publics et bases de données MéthanaN-Action*



ANNEXE - DYSFONCTIONNEMENTS ET BONNES PRATIQUES RECENSÉS PAR LES EXPLOITANTS (1/3)

Les pistes d'actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s'agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d'une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Préparation / incorporation des substrats	Pré-hachage partiel des matières solides et trémie non adaptée (fuites, casse vis sans fin, usure convoyeurs)	<ul style="list-style-type: none"> - En préventif : adaptation de la ration pour limiter l'apport d'inertes et de fibres non pré-coupées - Stratégie d'incorporation (par exemple introduire les fumiers par couche) - Rampes d'aspersion sur ligne d'incorporation des fumiers pailleux - Ajout de préfosse avec pompes dilacératrices/agitateurs quand inexistantes - Remplacement de trémie quand nécessaire (par exemple choix de trémie à bol avec vis de dosage et couteaux)
	Problème de maîtrise des techniques d'ensilage/bâchage des matières végétales	Goulottes de récupération pour jus d'ensilage / plate-forme couverte pour déchets de céréales
	<ul style="list-style-type: none"> - Phénomènes de sédimentation et bourrage dans les préfosses, les pompes d'incorporation, les broyeurs ou les canalisations (inertes, corps étrangers) - Casse de matériels induite (couteaux des broyeurs, lobbes des pompes, démarreur des agitateurs, tuyaux et équipements d'incorporation divers) - Croutage et présence de surageant (paille, pépins de marc, feuilles sèches) en préfosse - Erreur de conception des vannes 	<ul style="list-style-type: none"> - En préventif : limitation du volume de remplissage en pré-fosse, dissocier les lignes solides « fibreux » et « pâteux » - Curage des préfosses/canalisations, débouillage voire remplacement des pompes/broyeurs (notamment couteaux), utilisation d'accélérateur de cinétique - Renforcement agitation dans pré fosse - Vannes doublées pour permettre la maintenance sans arrêt d'introduction - Automate d'alimentation (type logiciel Méthapro)



ANNEXE - DYSFONCTIONNEMENTS ET BONNES PRATIQUES RECENSÉS PAR LES EXPLOITANTS (2/3)

Les pistes d'actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s'agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d'une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

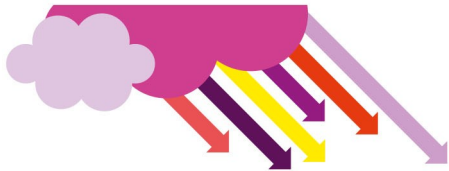
Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Digestion	Sédimentation dans digesteur avec problème de lecture des niveaux, de gestion des flux, et de hausse des consommations électriques	<ul style="list-style-type: none"> - Curage nécessaire tous les 5-7 ans - Amélioration du pilotage de la digestion/agitation grâce à des logiciels d'exploitation des unités - Utilisation d'un accélérateur de cinétique en digestion : diminution des consommations électriques et obtention d'un digestat sans résidu solide en sortie
	Phénomène de moussage (trop-plein dans le digesteur, notamment avec graisses de flottation) à l'origine de blocages d'alimentation et problèmes de lecture des niveaux des sondes	Ajout d'huiles végétales et ration moins riche (et baisse du niveau général du digesteur)
	Casse de brasseurs et croulage intérieur	Dimensionnement des agitateurs (en nombre et en puissance) au volume brassé (viscosité etc.) et au type d'intrants (% MS, fibres longues ou courtes, matières pâteuses etc.), réglage des agitateurs en hauteur
	Mauvaise montée en température du digesteur (accumulation de matières fibreuses autour des mélangeurs et du réseau chaleur, ou mauvais brassage dû à problème de l'automate de régulation de la température)	
	Problèmes d' étalonnage des sondes de niveaux du digesteur/de la cuve d'hydrolyse/des cuves à boues (notamment en cas de trop plein)	Reconfiguration des paramètres de l' automate , nettoyage de la sonde
	Injection d' air en milieu anaérobie via paille et injection de soufre via incorporation de graisses de restauration et d'issues de colza/tournesol	Désulfuration biologique (injection d'O ₂ , charbon actif, boues ferriques)
	Revêtement abîmé (dégradation des fosses béton suite à acidité des biodéchets), membrane perforée, canalisations bouchées	Adaptation de la ration au process de digestion, changement de membrane des digesteurs



ANNEXE - DYSFONCTIONNEMENTS ET BONNES PRATIQUES RECENSÉS PAR LES EXPLOITANTS (3/3)

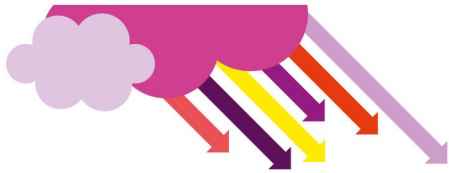
Les pistes d'actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s'agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d'une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Valorisation énergétique	Surtension sur réseau Enedis / coupures réseaux	Paramétrages de l'automate et analyseur biogaz S'entourer d'un bon prestataire pour la maintenance moteur (contrats avec des garanties concernant les durées de fonctionnement annuelles) : changement rotor, stator, turbo, filtres à air etc. Ajout d'un groupe froid - Remplacement de la carte de régulation/disjoncteur/durite, coupe circuit batterie, paramétrages de l' automate de la génératrice - S'entourer d'un bon prestataire pour la maintenance moteur, rondes journalière/télésurveillance
	Faux contacts sur génératrice et aérotherme, changement de qualité du biogaz à l'origine de pannes moteurs	
	Air pollué en gaz/poussières de céréales, à l'origine d' endommagements des connexions de puissances moteur et armoires électriques , notamment les écrans tactiles	
	Biogaz insuffisamment déshumidifié en entrée de cogénération	
	Problèmes de régulation de la tension du cogénérateur (à l'origine de démarrages/arrêts moteur et de baisse du rendement électrique moteur), de disjoncteur d'injection , de durites mécaniques , fuite de glycol	
Post-digestion	<i>Injection</i> - Problème d' odorisation du poste d'injection - Métrologie et traitement des données défaillants sur la partie épuration - Problème de conception du poste d'injection à l'origine de coupures intempestives	- Travaux préventifs sur le poste d'injection - Faire appel à son gestionnaire de réseau gaz - Augmentation du dimensionnement des stockages, ajout double membrane - Nettoyage des grilles du séparateur - Ajustement/remplacement de la presse à vis - Calorifugeage des canalisations d'écoulement du digestat Faire appel à son contrat d'assurance / ses garanties fournisseurs Paramétrages de l' automate de gestion des flux de digestat / intrants
	- Manque de flexibilité au niveau des volumes de stockages de digestat , perte de potentiel méthanogène des intrants en stockage	
	- Hausse de pression en amont du séparateur de phase (arrêts de fonctionnement et donc arrêt d'alimentation en substrats)	
	- Bourrage de la presse à vis à cause d'inertes et ligneux type ficelle/bois/fil de fer	
	- Présence de liquide en sortie de séparateur de phases	
	- Problèmes d' écoulement du digestat solide (gel des canalisations)	
	Fissure béton de la cuve de stockage de digestat	
	Surverse entre digesteur et post-digesteur non fonctionnelle	Paramétrages de l' automate de gestion des flux de digestat / intrants



ANNEXE - PRÉCONISATIONS GÉNÉRALES ÉMISES PAR LES EXPLOITANTS

- vérifier la qualité/conformité des intrants, s'assurer de la propreté du site, **ne pas sous-estimer le temps à faire de la maintenance préventive sur les lignes d'incorporation** ;
- **anticiper** l'incorporation de nouveaux substrats et prévoir des lignes de prétraitement adaptées (déchets d'IAA*, CIVE* etc.) ;
- avoir des **capacités de stockage** pour 1 an de gisement (travailler en flux tendu est trop risqué) ;
- **automatiser les flux** d'intrants et digestats (incorporation, recirculation), **piloter la digestion / l'agitation**, instrumenter en cas de ration hétérogène ;
- effectuer des **tournées de contrôle préventives** : incorporation, digestion, cogénération (par exemple contrôle de la température des cylindres, repérage des fuites, observation des alarmes) ;
- **Synchroniser les entretiens préventifs** pour diminuer les temps d'arrêt (par exemple sur le poste d'épuration et d'injection) ;
- **tenir un carnet de bord des "petites" problématiques quotidiennes** (incorporation, cogénération, chauffage digesteur, presse à vis) et reporter les solutions mises en place, surtout lors de la 1ère année de mise en service durant laquelle un certain nombre de paramètres des automates sont à ajuster ;
- **bien négocier son contrat d'assurance** notamment "bris de machines" ce qui permet d'assurer les pertes d'exploitation en cas de problèmes ;
- permettre un **accès aisé à certaines pompes et tuyauteries** pour faciliter les opérations de maintenance (ajouter des brides, piquages et by-pass) ;



LEXIQUE

ISDND : Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux (*pages 1, 2, 3, 4, 5, 20*)

STEP : STation d'Épuration des eaux usées (*pages 3, 5, 6, 9, 10, 12*)

GMS : Grandes et Moyennes Surfaces (*page 9*)

IAA : Industrie Agro-Alimentaire (*pages 6, 7, 9, 11, 12, 19, 25*)

CIVE : Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique

Interculture s'insérant entre 2 cultures principales dans une rotation culturale.

La CIVE présente un certain nombre d'avantages agronomiques (couverture des sols, limitation de l'érosion, piège à nitrates etc.), et sa vocation est de faire de l'énergie. La CIVE diffère de la culture énergétique (ou dédiée) qui est une culture principale dont l'usage alimentaire est détourné pour produire de l'énergie (*pages 6, 7, 8, 9, 25*)

EBE : Excédent Brut d'Exploitation.

Solde intermédiaire de gestion résultant de la différence entre le chiffre d'affaire (hors produits exceptionnels) et les charges (hors charges exceptionnelles, amortissements et charges financières, impôts sur les sociétés) (*pages 14, 15, 16, 18*)

VAN : Valeur Actuelle Nette.

Somme des cashflows actualisés en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation (*page 16*)

TRI : Taux de Rentabilité Interne.

Valeur du taux d'actualisation annulant la VAN (*page 16*)

ETP : Equivalent Temps Plein.

Unité de mesure d'une charge ou capacité de travail affectée à temps plein (*pages 12, 15*)

SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (*pages 1, 20, 21*)



L'association AREC, Agence Régionale d'Évaluation environnement et Climat, a pour objet d'accompagner les politiques de transition énergétique, économie circulaire et lutte contre les changements climatiques de Nouvelle-Aquitaine, par l'observation et le suivi

dans les domaines suivants : énergie (production et consommation, énergies renouvelables), émissions de gaz à effet de serre, ressources (biomasse...) et déchets.

L'AREC est financée majoritairement par l'ADEME et la Région Nouvelle-Aquitaine.



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE



60 rue Jean-Jaurès
CS 90452

86011 Poitiers Cedex
05 49 30 31 57

info@arec-na.com

www.arec-nouvelleaquitaine.com

@AREC_NA