

ENERGIES



# Ensemble pour un 100% GAZ VERT en 2050 !



ÉTUDE  
2020



RÉGION  
**Nouvelle-  
Aquitaine**

Agissons aujourd'hui, réinventons demain

# Editorial



**Alain Rousset**  
Président du Conseil régional  
de Nouvelle-Aquitaine

**A**u cœur de la transition énergétique et écologique globale que la Région Nouvelle-Aquitaine a engagée, la diversification du mix énergétique et son évolution vers des énergies vertes jouent un rôle crucial. Pour cela, nous avons défini à l'horizon 2030 des objectifs ambitieux, mais pour autant réalistes : augmenter de 40% la production d'énergies renouvelables, diminuer de 30% les consommations d'énergies, diminuer de 45% les émissions de gaz à effet de serre. Nous souhaitons même dépasser les 100% d'énergies renouvelables dans la consommation en 2050, en devenant une région exportatrice d'énergie.

Faire évoluer la production et l'utilisation de gaz vert fait partie intégrante de ce projet, avec la perspective que la totalité du gaz utilisé en 2050 provienne de ressources renouvelables, via la biomasse par exemple. L'étude « 100% gaz vert en 2050 » montre que la Nouvelle-Aquitaine dispose en la matière d'un potentiel immense, d'une grande richesse, qui peut nous permettre non seulement de contribuer à l'atteinte des objectifs nationaux pour la transition énergétique, mais également de développer les territoires et d'installer de nouveaux usages. L'ensemble des acteurs de Nouvelle-Aquitaine ont ainsi l'opportunité de jouer un rôle décisif pour notre territoire et notre planète, et pour leur propre activité.

À l'horizon 2050, ce sont 25 TWh de

gaz vert qu'il faudra produire et injecter sur nos réseaux pour combler la demande régionale, soit 120 fois plus qu'aujourd'hui. Afin d'y parvenir, ce rapport étudie les trajectoires qui permettent d'atteindre le double objectif de montée en puissance de la production et d'évolution des réseaux, et indique des axes d'action concrets pour que les besoins des territoires et de leurs habitants puissent être remplis par les ressources naturelles de la Nouvelle-Aquitaine via le réseau de gaz des collectivités.

Le Conseil régional est déjà fortement impliqué pour le développement du gaz vert, de sa production – méthanisation, pyrogazéification, Power-to-Gas... – à son utilisation, notamment pour les transports, en particulier avec le BioGNV. Aujourd'hui, j'invite l'ensemble des acteurs de l'énergie, des agriculteurs aux collectivités en passant par les industriels du secteur, à se saisir de ces scénarii et de ces pistes d'action, pour continuer à avancer ensemble.

Plus propres et plus durables, les énergies de demain constituent l'un des principaux leviers d'action des changements que nous devons opérer, pour lesquels nous avons défini des objectifs concrets dans la feuille de route Néo Terra adoptée en juillet 2019. La clé de cette transition énergétique qui est une chance pour l'emploi dans les territoires, c'est la construction commune d'une Nouvelle-Aquitaine plus durable ■



# Sommaire

## Sommaire

<b>1. Introduction.....</b>	<b>7</b>
1.1 Contexte.....	7
1.2 Objectif de l'étude .....	8
<b>2. Méthodologie.....</b>	<b>10</b>
<b>3. Potentiel de production et demande de gaz.....</b>	<b>11</b>
3.1 Demande de gaz.....	12
3.1.1 Résultats.....	15
3.2 Ressources .....	19
3.2.1 Définition de gaz renouvelable .....	19
3.2.2 Ressources agricoles mobilisables.....	20
3.2.3 Autres ressources méthanisables.....	42
3.2.4 Bilan ressources méthanisables.....	45
3.2.5 Bois énergie mobilisable .....	47
3.2.6 CSR .....	54
3.2.7 Ressources pour le power-to-gas.....	54
3.2.8 Bilan ressources.....	59
3.3 Définition et positionnement des unités de production de gaz vert .....	60
3.3.1 Méthanisation.....	60
3.3.2 Pyrogazéification.....	63
3.3.3 Power-to-gas.....	64
3.3.4 Synthèses des coûts de production.....	66
<b>4. Modélisation des deux trajectoires retenues .....</b>	<b>70</b>
<b>5. Adaptation des réseaux gaziers.....</b>	<b>75</b>
5.1 Modélisation du réseau existant.....	75
5.1.1 Différence avec l'étude nationale .....	75
5.1.2 Eléments sur les réseaux de gaz .....	75
5.1.3 Coût de fonctionnement du réseau existant .....	77
5.1.4 Modélisation du réseau à développer pour l'intégration des gaz verts.....	85
5.1.5 Consommations attribuées par élément de réseau .....	87
5.2 Modélisation du réseau à horizon 2050 .....	87
5.2.1 Raccordement des unités de méthanisation et de Power-to-gas associées .....	88
5.2.2 Raccordement des unités de pyrogazéification et de power-to-gas associées .....	110
5.2.3 Synthèse des coûts.....	113
5.2.4 Comparaison des besoins d'adaptation pour les raccordements des unités de méthanisation et celles de power-to-gas associées.....	114
<b>6. Analyse des résultats.....</b>	<b>118</b>
6.1 Bilan global.....	118
6.1.1 Variante taille méthanisation (Rcollecte = 5 km).....	126
6.1.2 Variante « Demande sans GNV » .....	127
6.2 Impact sur les consommateurs .....	129
6.3 Impact sur les gaz à effet de serre .....	133

6.4	Impact sur l'emploi .....	134
6.5	Autres externalités positives.....	137
<b>7.</b>	<b>Les enseignements de l'étude .....</b>	<b>140</b>
<b>8.</b>	<b>Bibliographie.....</b>	<b>143</b>
<b>9.</b>	<b>Annexes .....</b>	<b>145</b>
9.1	Projection des surfaces et rendements à l'horizon 2050.....	145
9.2	Pouvoir méthanogène .....	146
9.3	Hypothèses bois énergie.....	147
9.3.1	Rendement matière 2050.....	147
9.4	Hypothèse ressources pour power-to-gas .....	148
9.4.1	CO <sub>2</sub> .....	148
9.5	Ressources départementales.....	152
9.6	Outil MoDeGaz.....	153
9.6.1	Fonction de l'outil .....	153
9.6.2	Recomposition de la demande actuelle.....	153
9.6.3	Prise en compte d'hypothèses pour projections futures.....	155
9.7	Compléments de résultat - Demande gaz.....	157
9.8	Méthode de calcul des coûts (LCOE – TRI).....	158
9.9	Détails sur les coûts de la méthanisation .....	160
9.10	Facteurs d'émission .....	163
9.11	Résultats des scénarios .....	164
9.12	Éléments économiques sur le réseau de gaz .....	168
9.13	Résultats des simulations du réseau.....	170
9.13.1	Résultats détaillés par département – Scénario de référence AU_R6_D1 .....	170
9.13.2	Résultats économiques : variante AU_R6_D1_PREPO avec pré-positionnement des rebours .....	184
9.13.3	Résultats économiques : variante AU_R5_D1 avec rayon d'approvisionnement de 5 km .....	188
9.13.4	Résultats économiques : variante avec une pénétration plus faible du GNV .	192
9.13.5	Résultats économiques : Scénario Région « Exportatrice et Solidaire ».....	196



# Introduction 1.

## 1. Introduction

---

### 1.1 Contexte

La loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte confère à la Région des responsabilités accrues en termes de lutte contre le réchauffement climatique : elle doit donc mettre en œuvre des politiques visant à réduire fortement les consommations d'énergie tout en développant les énergies renouvelables.

Le vecteur gaz compte actuellement pour 14% des consommations d'énergie finale de la région Nouvelle Aquitaine. De récentes études telles celles de l'ADEME[1] montrent que le vecteur gaz a un rôle important à jouer dans ces objectifs pour plusieurs raisons :

- La France bénéficie de nombreuses ressources pour produire du gaz renouvelable[1] ;
- Les capacités de stockage, voire de transport, du système gazier, seront nécessaires pour permettre d'atteindre le mix 100% électricité renouvelable[2] ;
- Le vecteur gaz pourrait permettre une contribution significative à la décarbonation du secteur des transports, en ayant recours au gaz carburant, en particulier pour les poids lourds, les bus et la mobilité longue distance pour lesquels la mobilité électrique est moins adaptée[3].

Malgré le potentiel, la filière en est à son début : la part de gaz renouvelable actuelle est inférieure à 1% en France. Sur le territoire Nouvelle-Aquitaine, 8 unités de méthanisation avec injection de biométhane sont en service en septembre 2019. Mais, la récente étude sur la possibilité d'avoir un réseau de gaz en 2050 en France alimenté à 100% par du gaz renouvelable[1] montre que la Région Nouvelle-Aquitaine présente un très fort potentiel en termes de gaz verts : la filière méthanisation pourrait à elle seule couvrir ses besoins, et si l'on ajoute les filières pyrogazéification et power-to-gas la production serait environ 2 fois supérieure à la consommation.

La Région Nouvelle-Aquitaine considère déjà le gaz vert comme une priorité, en témoigne la mise en place d'un certain nombre de mécanismes de soutien :

- Soutien au développement des unités de méthanisation : depuis 2012, 32 unités ont été subventionnées par la Région Nouvelle-Aquitaine, dont la moitié au cours de l'année 2019 ; soutien au bioGNV : l'Appel à Projets « Mobilité BioGNV » vise à financer, d'une part, les projets de stations délivrant du BioGNV et d'autre part, les véhicules s'engageant contractuellement avec les stations soutenues par la Région Nouvelle-Aquitaine. Depuis 2017, ce sont trois stations et près de 60 camions qui ont été subventionnés.
- AMI production innovante de gaz « verts », de biocarburant « avancés » à partir de ressources renouvelables : cet Appel à Manifestation d'Intérêt vise à faciliter ou à initier la mise en place des premiers démonstrateurs « industriels » ou « plates-formes de démonstration » de taille intermédiaire (en phase post R&D) sur l'ensemble du territoire de Nouvelle-Aquitaine.

Les engagements pris par la Région le 9 juillet 2019, lors du vote de la feuille de route régionale « Néo Terra » dédiée à la transition énergétique et écologique, ont réaffirmé la volonté de la Région quant au développement du gaz vert sur son territoire ; défi affiché de l'ambition « Construire un nouveau mix énergétique » de cette feuille de route : mettre en œuvre le scénario 100 % gaz vert, dont près de la moitié sera dédiée à la mobilité de gaz vert injectés dans les réseaux régionaux en 2030, et devenir autosuffisant en gaz en 2050.

La Région souhaite donc aujourd'hui préciser les trajectoires possibles qui pourront l'amener à devenir autonome en gaz d'ici à 2050, en cohérence avec les différents schémas élaborés et en

cours d'élaboration (SRADDET<sup>1</sup>, PRFB<sup>2</sup>, SRB<sup>3</sup>) en concertation avec l'ensemble des acteurs régionaux.

## 1.2 Objectif de l'étude

L'objectif de cette étude est de compléter et d'adapter l'étude nationale « un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »[1] à la région Nouvelle-Aquitaine, en particulier sur les trois points suivants :

- Régionaliser les données de consommation et de ressources de gaz renouvelables, en cohérence avec les différents travaux régionaux récents sur ces thématiques et apporter un niveau de précision géographique plus fin.
- Tracer les trajectoires d'aujourd'hui à 2050 en précisant les années intermédiaires 2023 et 2030. Deux trajectoires seront investiguées : la première où la production locale satisfera la demande locale, et une deuxième plus ambitieuse où la région sera exportatrice nette de gaz vert.
- Évaluer l'impact sur le territoire, en particulier en termes de développement d'emplois locaux.

Cette étude devra permettre de nourrir les réflexions de la région pour orienter et calibrer ses politiques de soutien aux gaz verts. Elle permettra aussi à la Région et à ses acteurs d'anticiper au mieux les changements liés au développement des gaz verts :

- Quels sont les principaux freins ?
- Quels leviers activer pour réaliser de tels scénarios ?
- Quels territoires dynamisés ?
- Quelle valeur ajoutée pour les territoires ?
- Quels risques pour les consommateurs ?

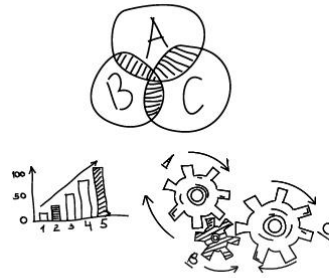
---

<sup>1</sup> Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

<sup>2</sup> Programme régional de la forêt et du bois

<sup>3</sup> Schéma régional biomasse





# Methodologie

2.

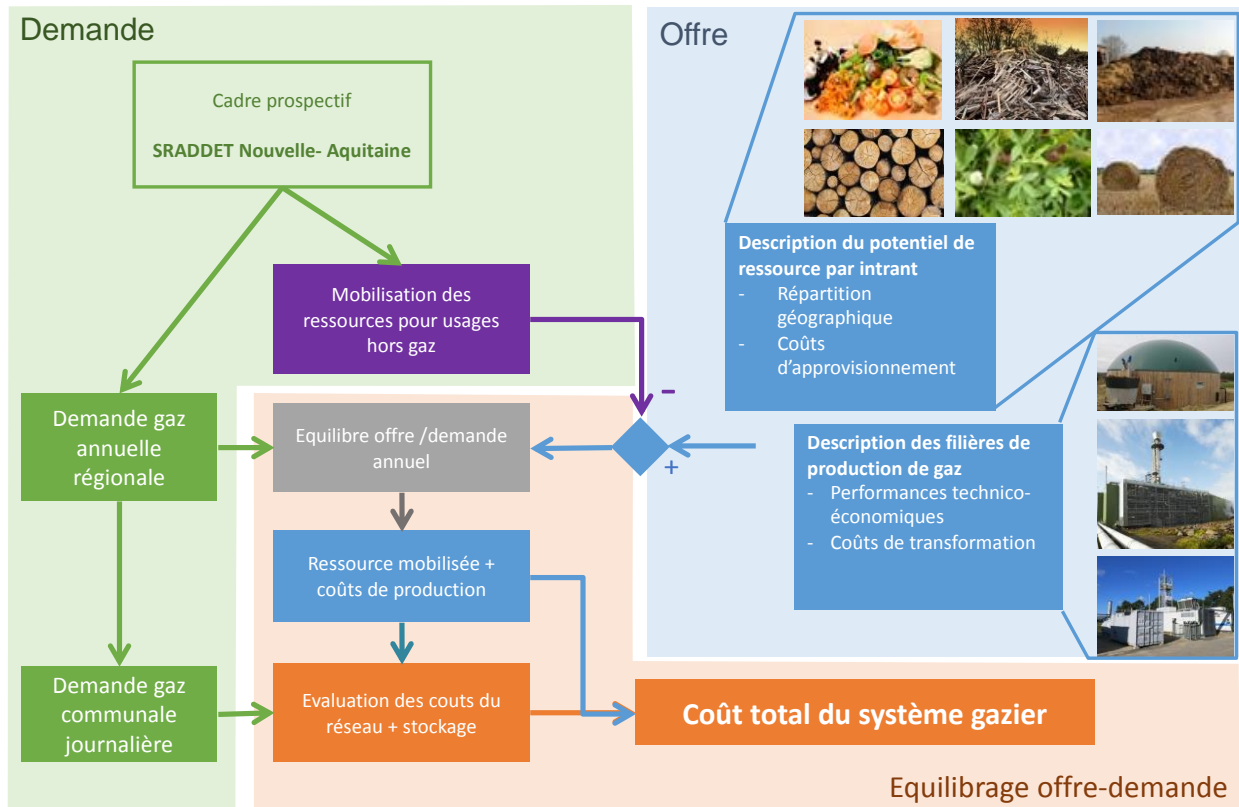
## 2. Méthodologie

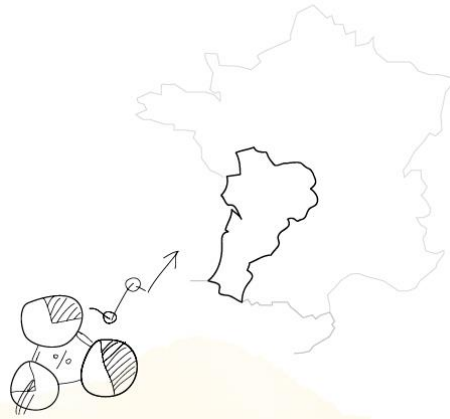
La première étape (cf 3.1) consiste à caractériser la demande de gaz actuelle et son évolution jusqu'en 2050. La trajectoire de demande utilise les travaux du SRADET, qui ont défini secteur par secteur les consommations de gaz annuelles aux différents horizons de temps. Un travail complémentaire est ensuite effectué afin de décomposer la demande annuelle régionale en demande journalière à la maille communale afin de pouvoir s'intégrer dans la simulation sur les réseaux de gaz.

Parallèlement, le potentiel de ressources locales permettant de produire du gaz vert est caractérisé (cf 3.2), en précisant les volumes, la localisation géographique, les filières de conversions avec leurs performances technico-économiques. Ces ressources peuvent parfois être converties dans d'autres vecteurs énergétiques (électricité ou chaleur), un arbitrage est fait en utilisant les besoins identifiés en chaleur et électricité, pour ces ressources, dans le scénario du SRADET.

Ensuite, les différentes ressources et filières de production de gaz renouvelables sont mobilisées par coût croissant économique afin de satisfaire les objectifs 2050. Les rythmes de développement propre à chaque filière sont alors établis au regard de la situation actuelle et long terme 2050. La simulation du réseau permet enfin de définir géographiquement les unités raccordées sur chaque période et d'évaluer les adaptations nécessaires.

Figure 1 – Méthodologie de l'étude





Potentiel

3.

DE PRODUCTION

ET DEMANDE

de gaz

## 3. Potentiel de production et demande de gaz

### 3.1 Demande de gaz

Les hypothèses de besoin en gaz à 2030 et 2050 sont des hypothèses fortes dont l'influence est majeure sur l'évaluation des scénarios 100% Gaz Vert.

Comme précisé précédemment, la trajectoire de demande utilise les travaux du SRADDET, qui ont défini secteur par secteur les consommations de gaz annuelles aux différents horizons de temps.

Les objectifs fixés par la Région sont le fruit d'hypothèses de projections, consolidés à partir des scénarios nationaux Stratégie Nationale Bas Carbone pour les périodes 2019-2023, 2024-2028 et 2029-2033, ADEME 2035-2050 et négaWatt 2050, des spécificités régionales et des phases de co-construction réalisées avec les acteurs régionaux sur la base de leurs contributions chiffrées et de leurs différentes expériences. Les objectifs visent donc l'atteinte des engagements européens et internationaux de la France, s'inscrivent dans l'ambition régionale pour une transition énergétique volontariste et veillent à une crédibilité et à une robustesse et donc, à sa déclinaison opérationnelle.

La demande de gaz est décrite aux différentes années de projection, au pas de temps journalier et à la maille communale. La génération des courbes de charge est réalisée grâce à l'outil MoDeGaz développé par Solagro. Une description se trouve en annexe 9.6.

Différents jeux de données ont été nécessaires pour paramétrer l'outil. La projection des consommations annuelles de gaz, par secteur, est issue des travaux du SRADDET. Deux adaptations ont été réalisées :

- Secteur du transport : la courbe de développement a été revue pour prendre en compte un démarrage de la filière plus progressif, par ailleurs la demande a été décomposée en 3 segments (Véhicules légers, Car/autobus, Transport de marchandise) afin de mieux prendre en compte la temporalité des besoins gaz liés au transport ;
- Secteur industriel : le niveau de consommation de l'industrie a été relevé de 0,5 TWh<sub>PCS</sub> pour prendre en compte les consommations du secteur de l'énergie<sup>4</sup>.

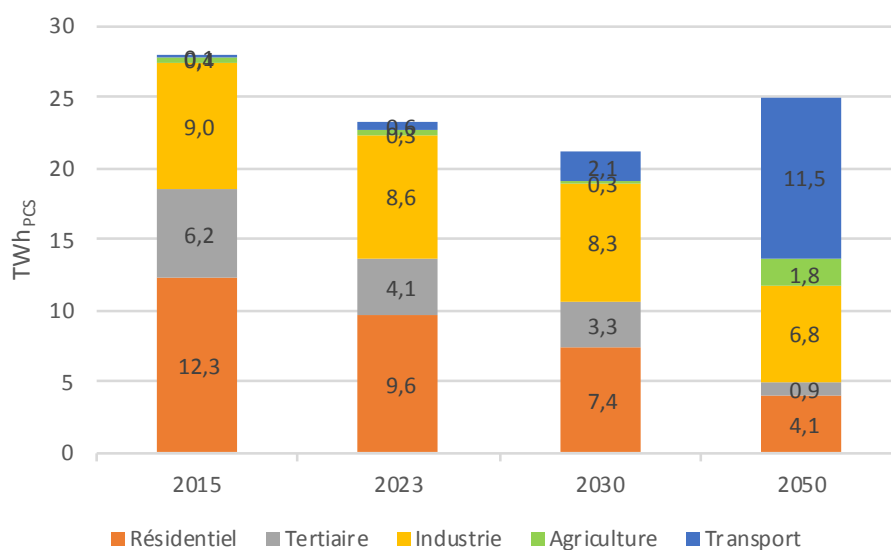
Le bilan de consommation annuel retenu est présenté sur la Figure 2. La consommation baisse de 28 TWh<sub>PCS</sub> en 2015 à 25 TWh<sub>PCS</sub> en 2050. L'évolution n'est pas régulière, deux effets s'opposent :

- Les fortes économies d'énergie sur les secteurs dominants actuels, à savoir le résidentiel, le tertiaire et l'industrie. Sur la période 2015-2050, leur consommation est plus que divisée par deux, passant de 27,5TWh à 12 TWh ;
- Le développement du GNV : quasi inexistant aujourd'hui, il devient l'usage dominant en 2050 avec 11,5 TWh soit près de la moitié de la consommation.

---

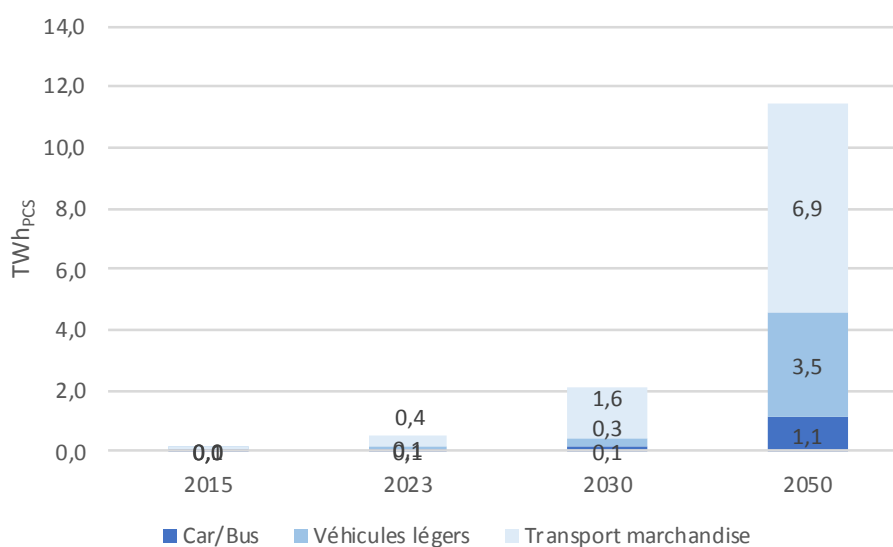
<sup>4</sup> Les corrections s'appuient sur les données de consommation LTE, à la maille IRIS, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-locales-de-consommation-denergie?rubrique=23&dossier=189>

Figure 2 – Consommation de gaz en Nouvelle-Aquitaine



Le développement du GNV est avant tout lié au secteur du transport poids-lourds de marchandise (Figure 2) qui représente l'essentiel de la demande en 2023 et 2030 et encore près de 60% en 2050.

Tableau 1 - Évolution de la demande GNV, par catégorie de véhicule (Source : Région Nouvelle-Aquitaine)



Pour chaque secteur, les données ont été réparties géographiquement à la maille communale selon les méthodes présentées dans le Tableau 2.

Tableau 2 – Méthode de répartition communale de la demande régionale, par secteur

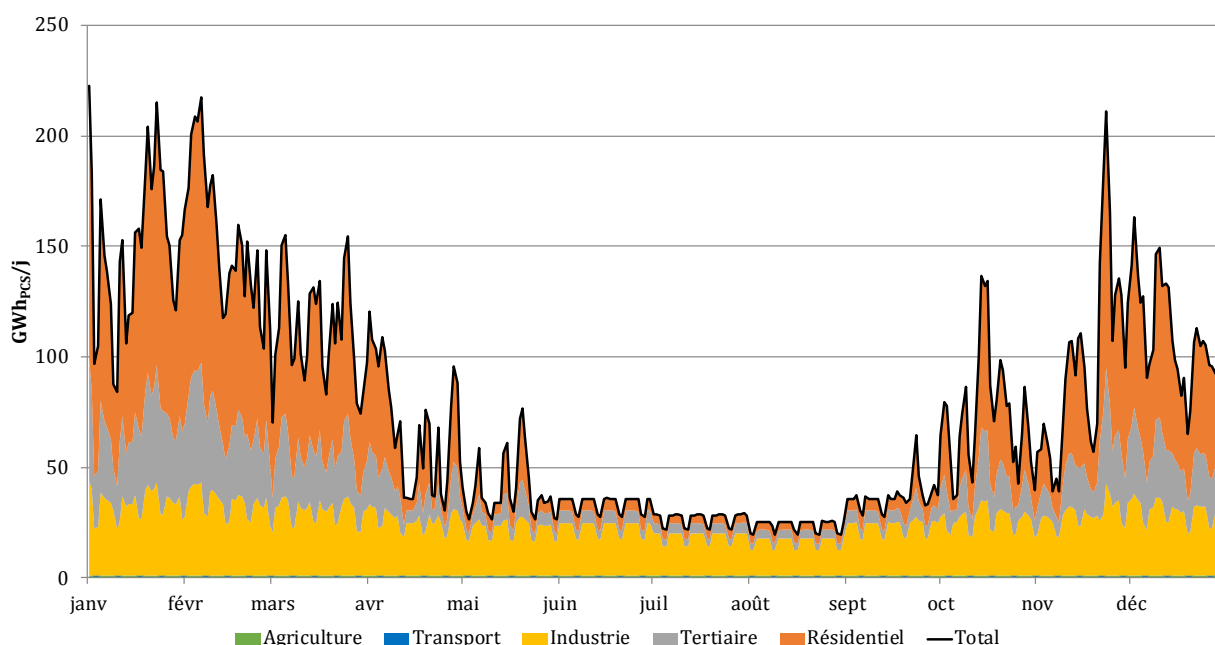
Secteur	2015	Projection
Transport	Répartition selon la consommation de carburant « cadastral » actuelle (Données AREC, issues de modèle ATMO NA) <sup>5</sup>	Pas d'évolution
Résidentiel	Statistique actuelle (Données LTE)	Prise en compte des dynamiques d'évolution de population différentes selon le département (données INSEE)
Tertiaire	Statistique actuelle (Données LTE)	Pas d'évolution
Industrie	Statistique actuelle (Données LTE)	Pas d'évolution
Agriculture	Statistique actuelle (Données LTE)	Pas d'évolution

<sup>5</sup> Les données disponibles sont à la maille EPCI. La répartition, au sein de ces EPCI, à la maille communale a été faite selon la répartition de population.

### 3.1.1 Résultats

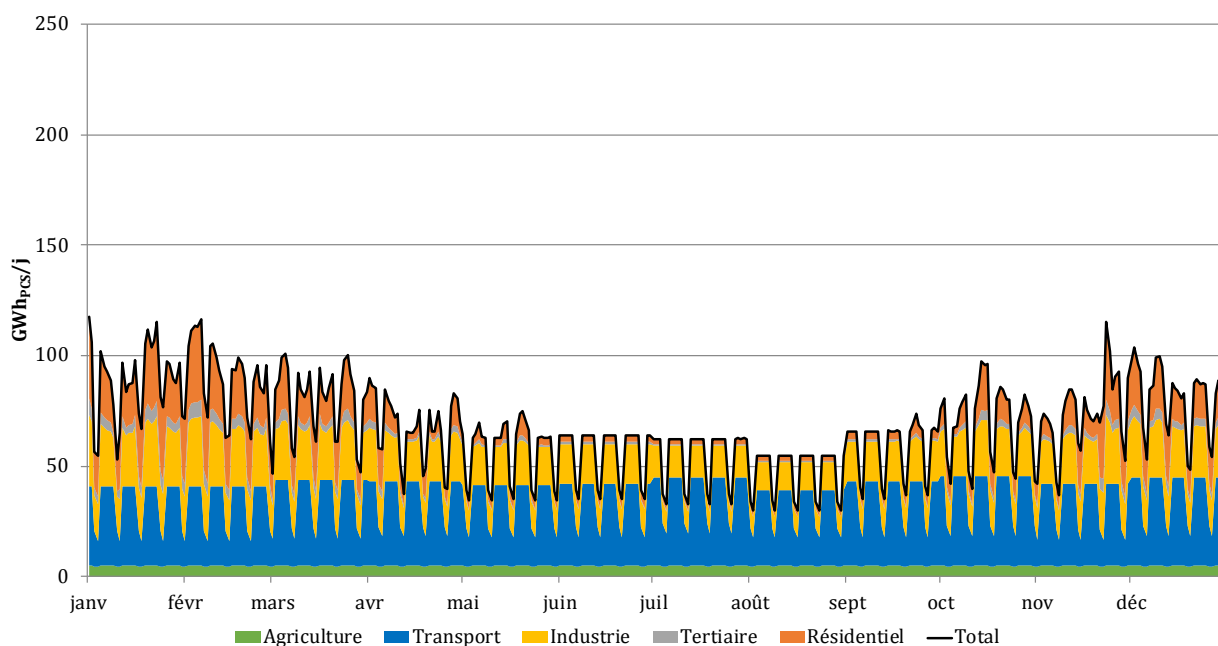
La reconstitution de la courbe de demande annuelle de la région en 2015 est présentée sur la Figure 3. On observe que les secteurs résidentiel et tertiaire sont fortement saisonnalisés et dépendants des aléas de températures. Le secteur industriel est plus constant, moins thermosensible et avec un cycle hebdomadaire particulièrement marqué (baisse de consommation le week-end). Au final, il y a une grande différence entre l'hiver où les consommations s'établissent entre 80 et 200 GWh/j et l'été où elles chutent à 25 GWh/j.

Figure 3 – Consommation de gaz journalière par secteur de la région Nouvelle-Aquitaine – 2015 (modélisation Modegaz)



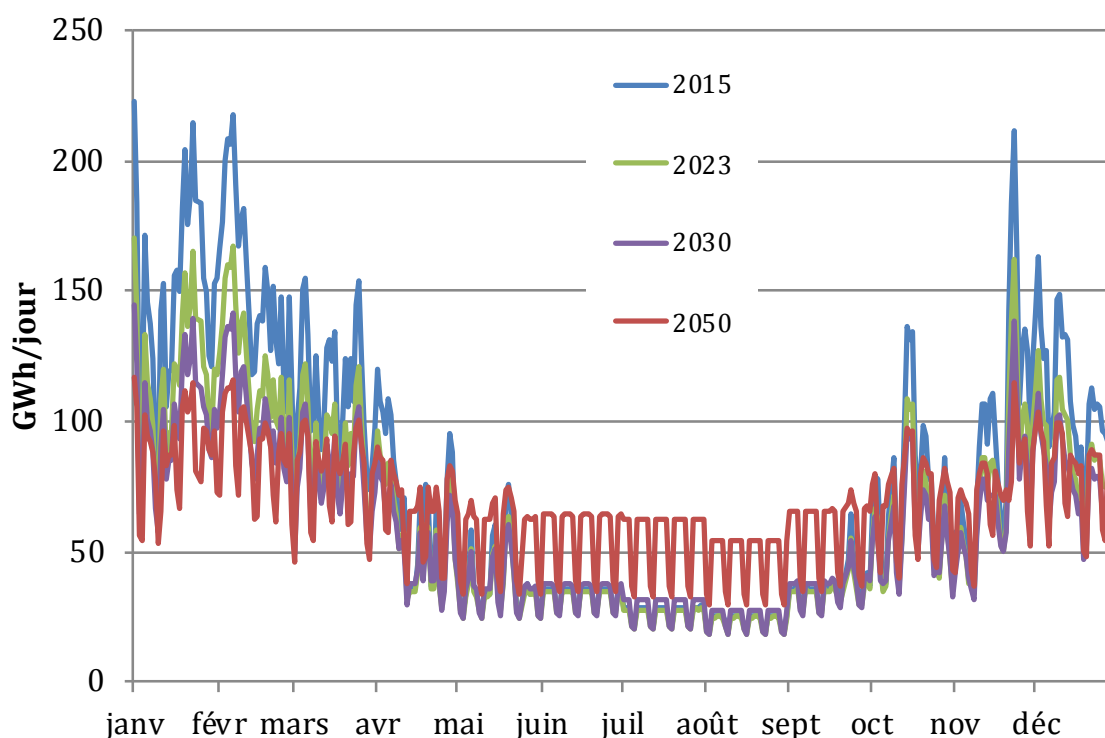
La courbe de demande en 2050 est très différente (Figure 4). L'effet thermosensible est beaucoup moins présent : en hiver, la consommation oscille entre 80 et 120 GWh/j et l'été entre 30 et 70 GWh/j. Cette forte réduction de la thermosensibilité s'explique par les fortes économies d'énergie dans les secteurs résidentiel et tertiaire, où l'usage « chauffage des bâtiments » est dominant. Par ailleurs le développement de la mobilité gaz (GNV), n'apporte pas d'effet de saisonnalité notable, sauf au pas de temps de la semaine, avec une baisse importante le WE (baisse importante du trafic de poids-lourds).

Figure 4 – Consommation de gaz journalière par secteur de la région Nouvelle-Aquitaine – 2050 (modélisation Modegaz)



La Figure 5 montre les évolutions de la courbe de demande de gaz aux différents horizons de temps. Cette figure fait bien apparaître la baisse de consommation en hiver et surtout la rehausse de l'été avec le développement du GNV. Ce dernier effet est très avantageux pour le développement des gaz verts car il permet de relever les capacités d'injection sans avoir recours à des rebours (voir détails au 5).

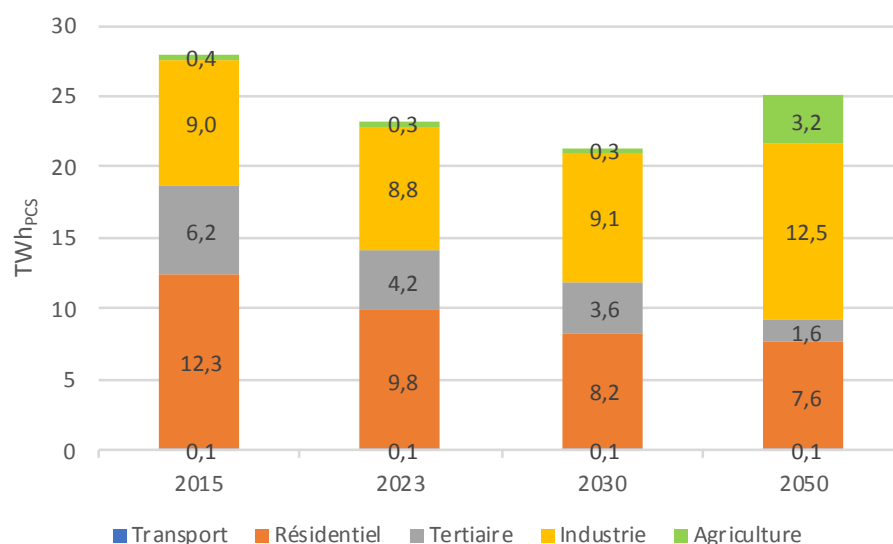
Figure 5 – Évolution des consommations de gaz journalière de la région Nouvelle-de 2015 à 2050 (modélisation Modegaz)





Afin de voir l'impact de ce nouvel usage (GNV) sur l'intégration des gaz verts dans le réseau, une variante de demande a été modélisée en considérant le même niveau de demande en 2050 (25 TWh) mais sans GNV (Figure 6), ce qui sous-entend que les économies d'énergies sur les autres secteurs (résidentiel, tertiaire) sont moins importantes voire des augmentations de consommation (industrie)<sup>6</sup>.

Figure 6 – Consommation de gaz en Nouvelle-Aquitaine – Variante sans GNV



Sur la Figure 8, on voit que la variante sans GNV a un profil saisonnier nettement plus marqué, avec notamment un étiage estival moyen beaucoup plus bas, même si la différence s'annule le week-end (baisse importante du trafic de poids-lourds).

<sup>6</sup> Chaque secteur est augmenté de manière homothétique pour compenser l'usage GNV.

Figure 7 – Consommation de gaz journalière par secteur de la région Nouvelle-Aquitaine – 2050 – Variante sans GNV (modélisation Modegaz)

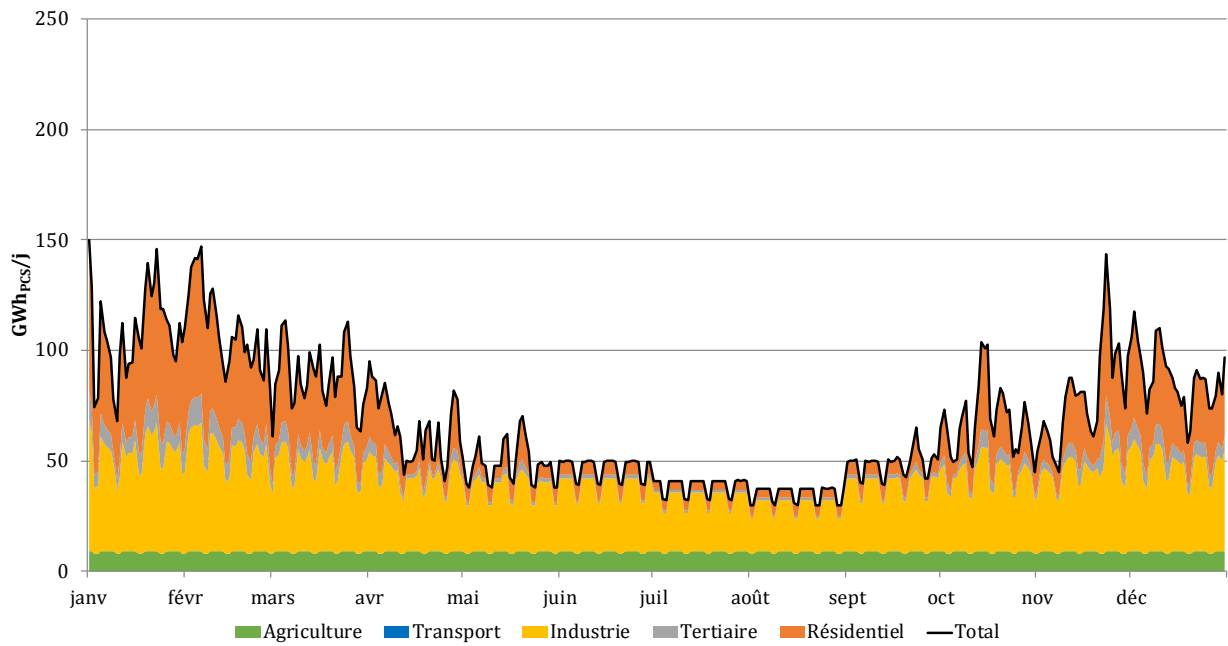
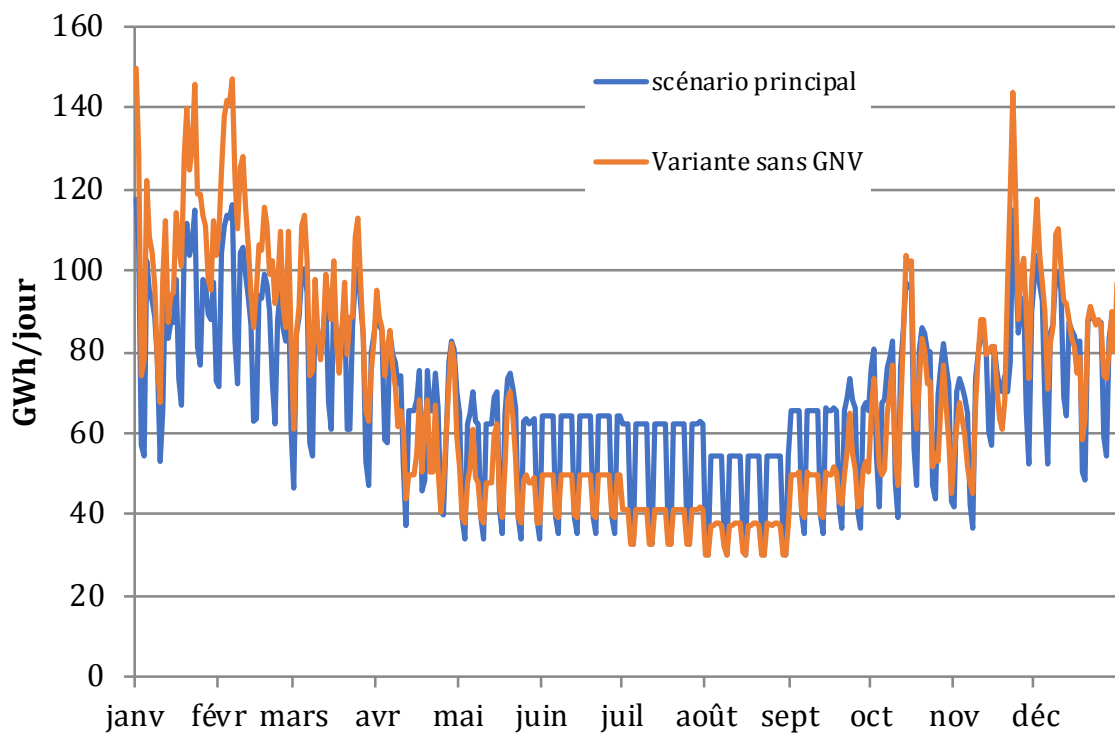


Figure 8 – Comparaison des deux scénarios de demande de gaz en 2050

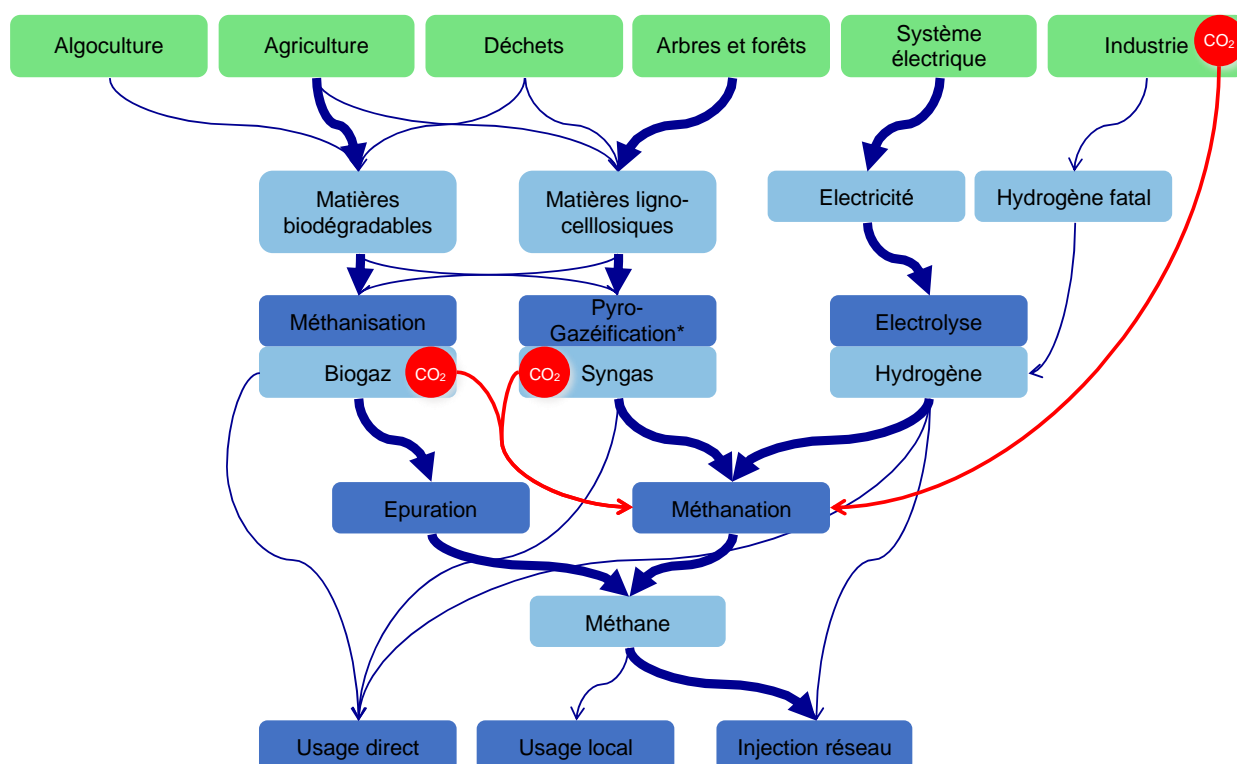


## 3.2 Ressources

### 3.2.1 Définition de gaz renouvelable

On considère comme gaz renouvelable, tout gaz produit à partir de ressources renouvelables. Il peut s'agir de biomasse plus ou moins brute, à savoir la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture et des industries associées, mais aussi de celle des déchets ménagers et industriels. Il peut également s'agir d'électricité renouvelable<sup>7</sup> convertie en gaz renouvelable. Les ressources ainsi que les filières de conversion sont synthétisées sur la Figure 9.

Figure 9 - Les différentes voies de production de gaz renouvelables [1]



Les gaz renouvelables sont issus de trois principales filières :

- La méthanisation** : voie biologique qui se base sur l'utilisation de micro-organismes pour décomposer de la matière organique et produire du biogaz principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Ce biogaz peut ensuite être épuré afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel. Usuellement, la méthanisation concerne des matières rapidement biodégradables. Elle utilise des sous-produits de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires, herbe), des industries (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des biodéchets (ménages, restauration collective, distribution). Il est également possible de méthaniser des cultures agricoles ou des algues produites à cet effet<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Produite à partir d'énergie éolienne, solaire, hydraulique, marine...

<sup>8</sup> Les cultures dédiées ne sont pas considérées. Voir partie 3.2.2

- **La pyrogazéification ou gazéification** : voie thermochimique au sens large, permettant de produire des combustibles solides, liquides ou gazeux à partir de matière organique. Selon les conditions de pression et de température, le procédé peut être orienté vers la production de gaz de synthèse appelé syngas et composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Il est possible de compléter le procédé afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel. La gazéification s'adresse principalement à des matières ligno-cellulosiques : bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture.
- **Le power-to-gas (PtG)** : procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse. L'électricité doit être d'origine renouvelable pour considérer le gaz produit comme énergie renouvelable. La première étape est constituée par un électrolyseur produisant de l'hydrogène. Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation. Cette dernière réaction nécessite une source de CO<sub>2</sub>.

A ces ressources principales peuvent s'ajouter d'autres ressources mineures, comme la gazéification des déchets (dont une part est d'origine biomasse et une autre part est dérivée de la pétrochimie). Il s'agit ici d'énergies de récupération plus que d'énergies renouvelables à proprement parler, on parle généralement d'ENRR pour englober les « énergies nouvelles renouvelables et de récupération ». Notons que ces énergies de récupération pourraient être issues également de sources renouvelables dans le futur, avec le développement des plastiques bio-sourcés par exemple.

L'hydrogène fatal pourrait également être utilisé comme ressource pour la méthanation, mais le potentiel reste faible<sup>9</sup>, et par ailleurs, une valorisation directe pour des usages matière ou combustion voire mobilité sont des usages à privilégier [4].

Pour des raisons de simplification, l'ensemble des gaz renouvelables considérés dans cette étude est sous forme de méthane. Il n'est pas pris en compte la possibilité d'injecter directement de l'hydrogène dans les réseaux, même si cela est théoriquement possible aujourd'hui à hauteur de 6% en volume<sup>10</sup> et que de nombreuses études en Europe cherchent à évaluer les possibilités d'augmentation de la teneur d'hydrogène dans les réseaux<sup>11</sup>.

Ainsi l'option power-to-H<sub>2</sub> n'est pas évaluée dans modélisation. Le recours à la version simplifiée du power-to-gas peut permettre certaines économies en termes de coûts et d'énergie, mais elles restent limitées : un éclairage sur la prise en compte de l'injection d'hydrogène dans un scénario 100% gaz vert peut être trouvé dans l'étude ADEME, où cette question est traitée par une étude de sensibilité.

### 3.2.2 Ressources agricoles mobilisables

Quatre types de ressources agricoles sont évaluées :

- Les résidus de cultures
- Les déjections animales
- Les CIMSE (Cultures Intermédiaires MultiService Environnemental)<sup>12</sup>

---

<sup>9</sup> 0,5 TWh[1]

<sup>10</sup> Équivalent à 2% en énergie étant donné le rapport de pouvoir calorifique des deux gaz.

<sup>11</sup> Voir par exemple, le démonstrateur GRHYD dans la Communauté Urbaine de Dunkerque, qui teste l'injection d'hydrogène jusqu'à 20%vol. ([www.grhyd.fr](http://www.grhyd.fr))

<sup>12</sup> Les cultures intermédiaires sont des cultures implantées entre deux cultures principales. Elles présentent de nombreux atouts agronomiques : piégeage des nitrates résiduels du sol, protection du sol contre l'érosion, limitation du développement des adventices (« mauvaises herbes »).

- L'herbe

Il est important de souligner que seules les cultures qui n'entrent pas en concurrence avec l'alimentation humaine, directement (usage de la biomasse) ou indirectement (usage des terres) sont considérées : les cultures dédiées ne sont donc pas prises en compte<sup>13</sup>.

L'évaluation des ressources repose sur une méthodologie propre à chaque type de ressources mais s'appuie sur des déterminants du système agricole : la dimension prospective de l'étude implique donc un choix d'évolution de l'agriculture.

### 3.2.2.1 Terminologie ressources agricoles

Au terme « gisement » couramment employé, il est préféré le terme « ressource » rendant compte du caractère dynamique des flux de matières organiques. Il semble essentiel de considérer que la biomasse n'est pas un « gisement » stocké, sans rôle ni fonction, dans lequel nous pourrions « piocher » à loisir.

Nous proposons de considérer 3 niveaux de ressources :

- La ressource produite (ou brute)
- La ressource mobilisable
- La ressource mobilisée (ou méthanisée si elle l'est à des fins de méthanisation).

**Ressource produite** : Il s'agit de la ressource brute produite à un horizon de temps donné. Il est important de préciser que dans le cas des effluents d'élevages, les ressources produites sont les fumiers et lisiers c'est-à-dire les déjections animales maîtrisées. Les temps passés en bâtiment sont donc déjà pris en compte dans la ressource produite. Pour les ressources comme les CIMSE, qui ne sont pas forcément encore mises en place, nous parlerons de « capacité de production de CIMSE ».

**Ressource mobilisable** : Il s'agit de la ressource accessible c'est-à-dire qui peut être mobilisée d'un point de vue technique et économique à un horizon de temps donné. Cette estimation tient compte notamment des autres usages (par exemple : paille pour les litières), des conditions économiques (seuil de rentabilité pour la récolte des CIMSE), des conditions logistiques (taux de collecte des déchets) etc... Il s'agit du potentiel maximum du territoire.

L'estimation de la ressource mobilisable est réalisée via l'outil interne Solagro « BACUS ».

Le taux permettant d'estimer la ressource mobilisable à partir de la ressource produite est le « taux de mobilisation maximum ».

**Ressource mobilisée** : Il s'agit de la ressource dont on suppose qu'elle sera, dans les faits, réellement mobilisée à un horizon de temps t. Ce niveau de ressource est de la manière suivante :

- En 2050, on considère un temps suffisamment long pour pouvoir mettre en œuvre l'ensemble de la ressource mobilisable. Elle sera néanmoins majorée par le besoin réel (croisement avec la demande).

---

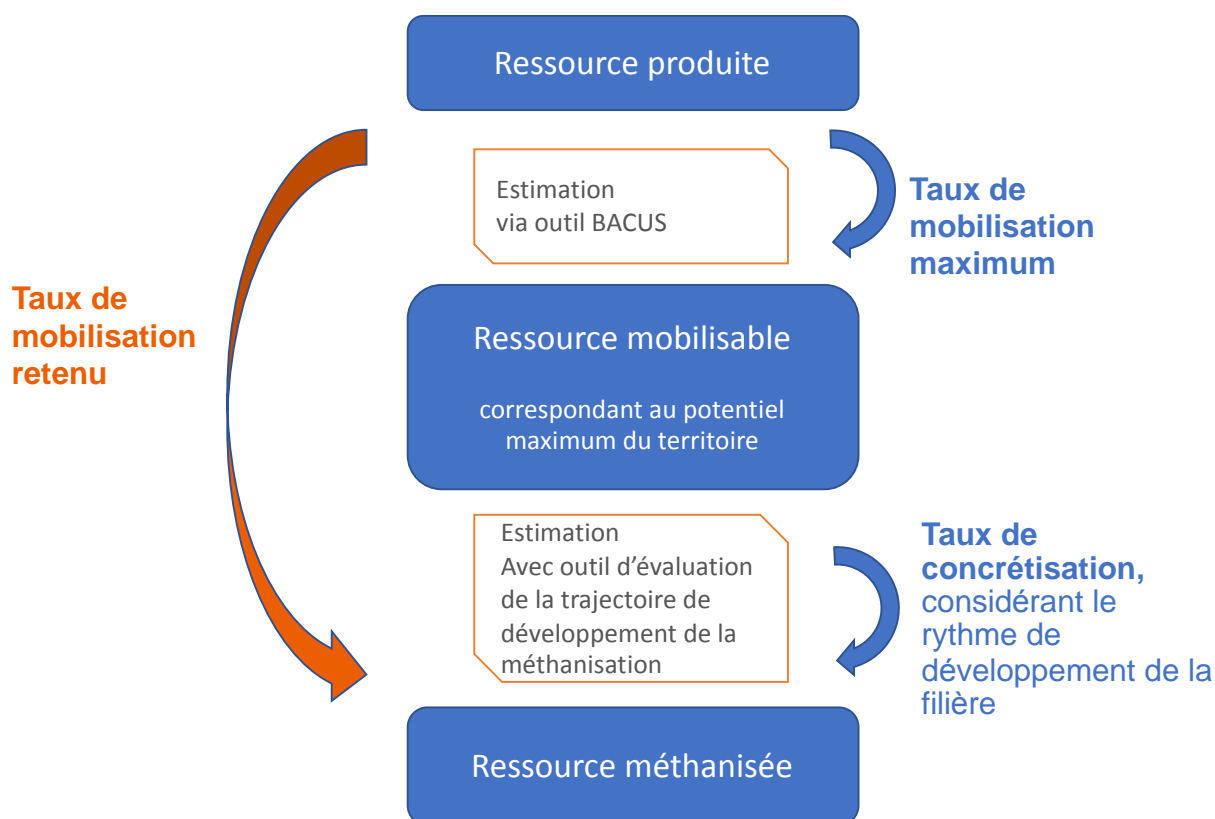
Voir par exemple <http://dicoagroecologie.fr/encyclopedie/culture-intermediaire/>. Selon le caractère que l'on souhaite souligner et les pratiques agricoles utilisées, on rencontre également les appellations de CIVE (Cultures intermédiaires à vocation énergétique) ou de CIPAN (cultures intermédiaires piège à nitrate). Le terme CIMSE englobe toutes ces pratiques.

<sup>13</sup> A noter que la loi autorise actuellement d'avoir jusqu'à 15% de cultures dédiées. Voir le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016

- Aux années intermédiaires, elle suit le rythme de développement des filières, avec une modélisation de la montée en charge (rythme de nouvelles constructions avec pic en 2030)
- On vérifiera à chaque année que la ressource mobilisée reste inférieure ou égale à la ressource mobilisable.

Le taux de concrétisation permet de calculer la part de la ressource mobilisable qui pourrait concrètement être utilisée in fine, à un horizon de temps t.

Figure 10 - Description des 3 niveaux de la ressource estimés dans cette étude



Cette terminologie peut être comparée à celle utilisée dans l'étude ADEME de 2013[5], mais en la clarifiant et la simplifiant. On peut, globalement, rapprocher les termes utilisés dans les deux études selon le tableau suivant.

Tableau 3 – Terminologie sur les niveaux de ressources

Terminologie retenue	Terminologie étude ADEME 2013[5]
Ressource produite	GBP - Gisement Brut Produit
Ressource mobilisable	GBD – Gisement Brut Disponible, GND - Gisement Net Disponible, ressource, méthanisable, récoltable
Ressource mobilisée	Ressource/gisement méthanisée, potentiel effectif

### 3.2.2.2 Prospective agricole (Afterres2050)

L'évolution du système agricole jusqu'en 2050 repose sur le scénario Afterres2050[6]. Ce scénario propose une transformation du système agricole français visant à faire face aux divers enjeux tels que : la lutte contre le changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la préservation des ressources en eaux, la restauration de la biodiversité, la préservation de la santé des populations... Ce scénario est présenté dans l'encadré ci-dessous<sup>14</sup>.

#### **Le scénario Afterres2050**

##### **Afterres2050 : un scénario et deux variantes.**

Afterres2050 a été initié par Solagro et est le fruit de plusieurs années de travaux commencés en 2011. Une première version du scénario a été publiée en 2013, suivie d'une nouvelle version en 2016, consolidée par les travaux menés dans des régions volontaires.

Ce nouveau scénario Afterres2050 est désormais présenté avec :

- le scénario tendanciel de notre système agricole et alimentaire, toutes contraintes égales par ailleurs (notamment climatiques),
- une variante SAB pour « santé, alimentation, biodiversité »,
- une variante REP pour « résilience et production ».

Ces variantes permettent de mieux appréhender l'impact des options prises en matière de modélisation.

##### **Une prospective systémique pour nourrir un débat à enjeux multiples**

Ouvrir un débat pluridisciplinaire sur des bases chiffrées, pour relever de nombreux défis interdépendants : tel est l'objectif d'Afterres2050. Comment nourrir une population plus nombreuse en 2050 ? Comment nourrir aussi nos cheptels, fournir du carbone renouvelable pour l'énergie, la chimie, des biomatériaux alors que l'équivalent d'un département français est artificialisé tous les 7 à 10 ans ? Est-il possible d'y parvenir en préservant la santé des populations, en restaurant la biodiversité, en luttant contre le changement climatique ?

##### **Revisiter nos besoins, relier l'offre et la demande**

Afterres2050, à l'image du scénario négaWatt dont il partage la philosophie et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre – pose en préalable la révision de l'ensemble de nos besoins – alimentaires, énergétiques, d'espace... – afin de les mettre en adéquation avec les potentialités de nos écosystèmes. Il s'agit de raisonner à la fois sur l'offre et la demande. Afterres2050 fait également confiance dans notre capacité à adopter des comportements plus sobres, plus soutenables, notamment en matière alimentaire.

##### **Le cœur d'Afterres2050 ? MoSUT, sa matrice de modélisation**

MoSUT est une matrice de modélisation de l'utilisation des terres conçue par Solagro. MoSUT met en correspondance des tonnes de productions agricoles, des hectares de cultures, de

<sup>14</sup> Plus d'information sont disponibles sur le blog dédié : <https://afterres2050.solagro.org/>

Le rapport complet décrivant le scénario est téléchargeable sur : [http://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro\\_afterres2050-v2-web.pdf](http://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro_afterres2050-v2-web.pdf)

forêts, des rendements, des m<sup>3</sup> d'eau, des tonnes d'engrais et de produits phytosanitaires... avec nos besoins – présents et futurs – en aliments, en matières premières. Ces données varient en fonction de facteurs externes comme le climat, les sols, la démographie, les surfaces disponibles. Les trajectoires issues des modélisations varient en fonction des arbitrages, mais le scénario dit « Aferres2050 » est le scénario qui semble le plus équilibré, le plus réaliste, et le plus solidaire en matière d'exportation.

MoSUT a été utilisé pour d'autres travaux, notamment par l'ADEME, pour définir les trajectoires 2030–2050 mises en débat pendant la préparation de la loi sur la transition énergétique.

### **Les valeurs et les choix du scénario**

Le chemin proposé s'appuie sur les meilleurs systèmes et les meilleures pratiques agroécologiques (et forestières) connues à ce jour. Il intensifie les mécanismes de production naturels, privilégie la reconquête de la fertilité des sols, intensifie les services écologiques rendus par la biodiversité. Cultures et animaux sont choisis pour leur rusticité, leur capacité d'adaptation aux terroirs et aux changements climatiques. Aferres2050 a également intégré les exigences de réduction des surconsommations, des gaspillages de toutes natures (alimentaires, énergétiques, ...), de bien-être animal.

### **Sur quels leviers repose Aferres2050 ?**

- Un rééquilibrage de notre régime alimentaire : il n'est ni tenable ni généralisable à 10 milliards d'êtres humains. Son empreinte climatique est très élevée du fait du poids de l'élevage dans notre agriculture et d'une alimentation très (trop) – riche en viande et en lait.
- La généralisation d'une agriculture (et d'une sylviculture) multifonctionnelle qui s'apparente à l'agriculture biologique et à la production intégrée<sup>15</sup> (laquelle ne doit pas être confondue avec l'agriculture raisonnée).
- Le maintien des flux d'import-export dans l'espace Europe et Méditerranée. C'est une question de solidarité envers des populations en insécurité alimentaire et climatique,
- Une réduction massive des importations de protéines (soja) destinées à nourrir nos cheptels et son corollaire, l'extensification des systèmes d'élevage,
- La réduction des gaspillages évitables durant toutes les étapes (transformation, distribution, consommations)
- La réduction puis la stabilisation du rythme d'artificialisation des sols...

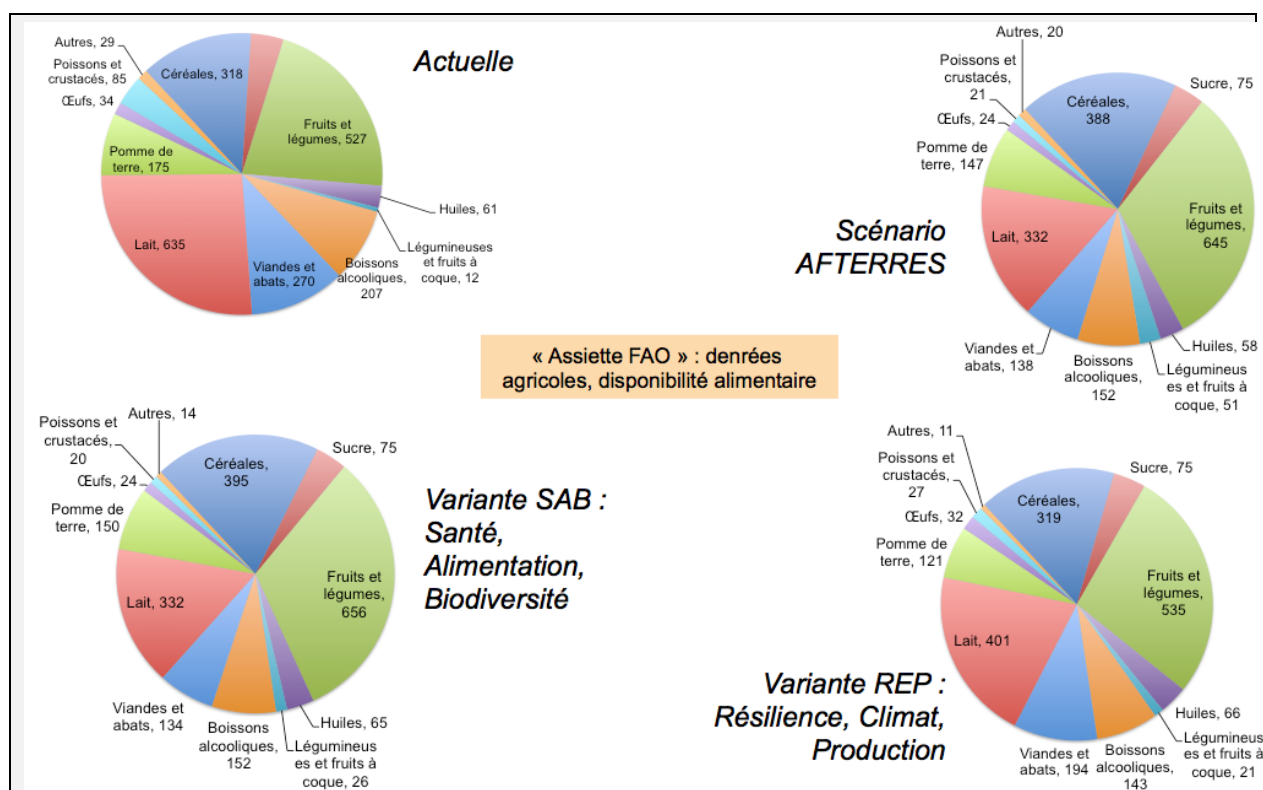
### **Ce qui changerait avec Aferres2050**

#### **Notre assiette**

Elle contient en 2050 un tiers en plus de céréales, de fruits, de légumes, moins de sucre et jusqu'à deux fois moins de lait et de viande. Dans ses grandes lignes, le régime Aferres2050 résulte de compromis chiffrés et modélisés, fixés après consultation de nutritionnistes. C'est un régime qui s'apparente aux régimes méditerranéens d'aujourd'hui.

<sup>15</sup> Production intégrée, telle que définie par l'organisation internationale de lutte biologique et intégrée (OILB) - <http://www.iobc-global.org/>





### L'agriculture renoue avec l'agronomie, la méthanisation recycle l'azote

En 2050, l'agriculture d'aujourd'hui, dite conventionnelle ou raisonnée, ne représente plus que quelques %. Le modèle dominant sera un continuum autour des meilleures pratiques et systèmes agroécologiques tels qu'ils sont connus, aujourd'hui, notamment :

- L'agriculture biologique,
- la production intégrée
- la simplification voire la suppression du travail du sol,
- l'agroforesterie<sup>16</sup>,
- le déploiement à grande échelle des inter-cultures, des cultures associées, des rotations longues avec des légumineuses, avec en parallèle, le développement de la méthanisation, afin de boucler le cycle de l'azote, facteur clé des rendements.

### Des impacts sur le climat et l'environnement fortement réduits.

En 2050, l'empreinte de notre système agroalimentaire s'est considérablement améliorée: les émissions de gaz à effet de serre de l'agriculture sont divisées par 2, les traitements pesticides sont divisés par 3, ainsi que la consommation d'engrais chimiques, les besoins d'eau pour l'irrigation en été sont divisés par 4.

### Des créations nettes d'emplois.

Sur le front de l'emploi, Afterres2050, comparé à un scénario tendanciel, se traduit par la création nette de plus de 140 000 emplois dans les 15 prochaines années d'après les travaux menés par le CNRS/CIRED<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> L'agroforesterie désigne les pratiques, nouvelles ou historiques, associant arbres, cultures et/ou animaux sur une même parcelle agricole, en bordure ou en plein champ. Ces pratiques comprennent les systèmes agro-sylvoicoles mais aussi sylvo-pastoraux, les pré-vergers (animaux pâturant sous des vergers de fruitiers)... <http://www.agroforesterie.fr>

<sup>17</sup> <http://afterres2050.solagro.org/2016/02/afterres2050-un-solde-net-de-148-000-emplois/>

### Débat citoyen, expertise scientifique

Depuis la toute première présentation publique du scénario, Afterres2050 a été présenté aux acteurs de terrain, agriculteurs, forestiers, élus, institutions, associations... Dans toutes les régions de France. Un tour de France d'Afterres2050, c'est en moyenne plus d'une quarantaine d'étapes-événements chaque année ; rencontres, conférences, séminaires, formations.

Afterres2050 a aussi aiguisé la curiosité de chercheurs d'horizons divers. Solagro les a réunis au sein d'un conseil scientifique qui couvre l'ensemble des thématiques concernées par Afterres2050, et même plus.

Son rôle ? Donner un avis sur les choix méthodologiques, proposer des axes prioritaires de développement, apprécier la validité des solutions ou des options prises au regard des connaissances actuelles, faire émerger de nouveaux thèmes de recherche, ...

## a ) Production végétale

Dans ce scénario, les productions agricoles sont calculées en multipliant les surfaces par les rendements :

### Evolution des surfaces

La projection des surfaces à la maille ancienne région est issue des résultats d'Afterres2050. L'outil utilisé à cet effet, MoSUT utilise environ 110 types de surfaces différentes, dont 90 pour les surfaces agricoles et 20 pour les surfaces non agricoles. Afterres2050 propose un assolement pour chaque région, tenant compte notamment de l'artificialisation, de l'évolution du rapport entre céréales et protéagineux, des besoins en cultures fourragères, de l'évolution des surfaces de prairies, etc. Certaines évolutions sont exogènes à l'agriculture (artificialisation), d'autres sont liées à une évolution des besoins (surfaces fourragères). Le calcul veille à maintenir constante la surface totale de chaque région.

### Evolution des rendements

Les rendements des cultures tiennent compte des évolutions de climat à l'horizon 2050. Ils sont basés sur les travaux de l'INRA réalisés dans le cadre du programme CLIMATOR, en restant prudents sur les améliorations potentielles de rendement<sup>18</sup>. Le scénario retenu pour la modélisation est le RCP 6.0, ce qui correspond pour la France à une augmentation moyenne de température de 1,6°C pour 2020-2050 et de 3°C pour 2070-2100.

D'autre part, on fait l'hypothèse d'une évolution des systèmes de production plus marquée vers l'agriculture de conservation et l'agriculture biologique, ce qui conduit à diminuer les rendements de grains.

Des détails supplémentaires sur les projections des surfaces et rendements sont en annexe 9.1.

## b ) Production animale

Estimer les quantités potentiellement méthanisables en 2050 passe par la construction d'une vision prospective comportant les éléments suivants :

- les effectifs par cheptel (bovins, porcins, volaille, etc.),
- l'évolution des systèmes d'élevage, notamment le temps de présence en bâtiment,
- l'évolution des systèmes de gestion des déjections animales (SGDA), c'est-à-dire la proportion de fumiers et de lisier, et le taux de paillage pour le fumier (c'est-à-dire la quantité de paille utilisée pour la litière).

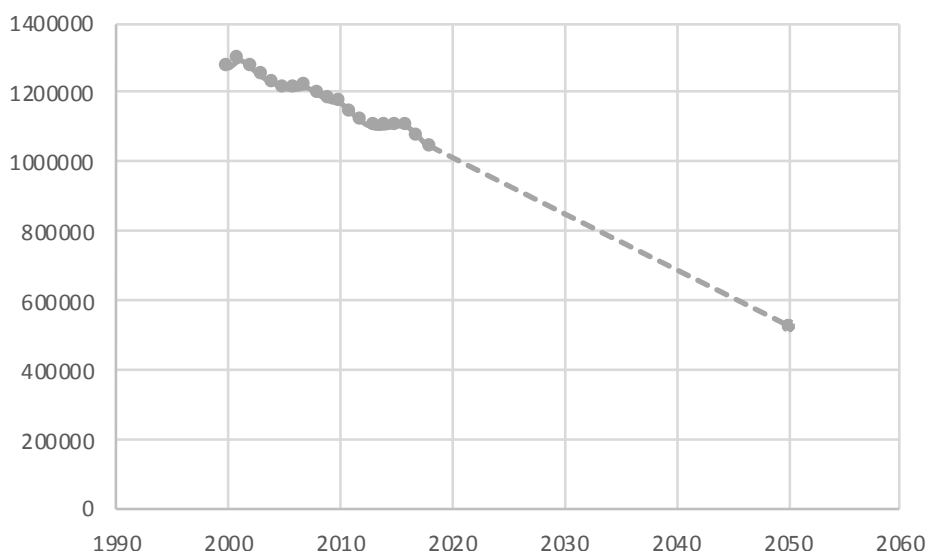
---

<sup>18</sup> Le changement de climat peut avoir un effet positif sur les rendements de culture mais d'autres effets ont des impacts négatifs, telle que la conversion importante aux pratiques de l'agriculture biologique. Pour plus de détail sur la modélisation, voir le rapport détaillé d'Afterres2050 : <https://afterres2050.solagro.org/>

Le scénario Afterres2050, de type « Facteur 4 », repose sur les hypothèses principales suivantes :

- Les effectifs des différents cheptels bovins, ovins, porcins et volailles vont continuer à diminuer dans les prochaines décennies : il s'agit d'une évolution tendancielle qui se poursuit en raison de la nécessaire évolution de notre assiette vers plus de protéine végétale et moins de protéine animale ;

Figure 11 – Evolution du nombre de vaches dans la région Nouvelle aquitaine – historique (Agreste) récent et projection 2050 (Afterres2050-Solagro)



- Le temps de pâture des ruminants augmente (66% de temps de pâture moyen en 2050 contre 40% en 2018), permettant de freiner, malgré tout, la perte de prairies permanentes : l'objectif est de maintenir les prairies naturelles et de privilégier les élevages à l'herbe ;
- Les systèmes « fumier » augmentent au détriment des systèmes « lisier », pour des raisons d'amélioration des conditions sanitaires des élevages ;

Les deux premières évolutions contribuent à diminuer la production de déjections d'élevage en bâtiment, et donc la ressource pour la méthanisation.

### 3.2.2.3 Méthodologie

#### a ) Résidus de cultures

##### **Ressource produite (ou brute)**

Pour les cultures, les résidus s'entendent comme « résidus de surface ». Ils correspondent à la partie aérienne de la culture hors la récolte sensu strictus, c'est-à-dire hors grain pour les céréales et les oléoprotéagineux, et hors feuillage récolté pour les plantes fourragères.

Les résidus de cultures sont ainsi constitués de la paille, du chaume et des menues-paille.

Les résidus de culture regroupent l'ensemble des pailles de céréales et d'oléagineux, cannes de maïs et de tournesol, collets et fanes de betteraves, fanes de pommes de terre. Ces résidus sont générés au champ lors de la récolte. Certains sont laissés sur place et d'autres sont récoltés.

Tableau 4 - Liste des résidus de culture pris en compte

Résidus	Cultures
Paille de céréale	Blé tendre
Paille de céréale	Blé dur
Paille de céréale	Triticale
Paille de céréale	Orge
Paille de céréale	Avoine
Paille de céréale	Seigle
Paille de céréale	Sorgho
Cannes de maïs	Maïs grain
Pailles d'oléagineux	Colza et navette
Pailles de soja	Soja
Cannes de tournesol	Tournesol
Fanes de betterave	Betterave
Fanes de pomme de terre	Pomme de terre

La méthode de calcul de la production de résidus de cultures provient du CITEPA, qui compile de nombreuses données et fait désormais référence en la matière. Le CITEPA fournit un «indice de récolte» qui permet de calculer la production de résidus de surface pour chaque culture selon l'équation suivante :

$$Rdt_{RS}(i,t) = Rdt_p(i,t) \cdot \frac{1 - IR(i)}{IR(i)} \cdot \%MS(i)$$

avec :

$Rdt_{RS}(i,t)$  : rendement de résidus de surface de la culture  $i$  dans le territoire  $t$  (en  $t_{MS}/ha$ )

$Rdt_p(i,t)$  : rendement de la production de la culture  $i$  dans le territoire  $t$  (en  $t_{MB}/ha$ )

$IR(i)$  : indice de récolte de la culture  $i$  (sans unité)

$\%MS(i)$  = taux de matière sèche du produit de la culture  $i$  (sans unité)

$i$  = nature de la culture

Tableau 5 - Indices de récolte (IR) retenus pour les inventaires nationaux d'émissions (Source : CITEPA)

Espèce cultivée	Source	Moyenne	Médiane	Ecart-type	Nombre de références
Blé tendre hiver	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,49	0,50	0,05	1292
Blé dur	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,44	0,44	0,06	466
Orge de printemps	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,53	0,54	0,04	281
Orge d'hiver	Azofert [11]	0,50			
Triticale	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,44	0,44	0,04	189
Maïs grain	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,49	0,49	0,06	549
Pois protéagineux	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,58	0,58	0,07	52
Fèverole	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,53	0,54	0,05	32
Betteraves	Azofert [11]	0,75			
Petite carotte	Azofert [11]	0,83			
Grosse carotte	Azofert [11]	0,88			
Colza	Azofert [11]	0,29			
Haricots	Azofert [11]	0,17			
Lin graine	Azofert [11]	0,41			
Mais fourrage	Azofert [11]	0,90			
Oignon	Azofert [11]	0,89			
Pomme de terre	Azofert [11]	0,80			
Seigle	Azofert [11]	0,50			
Avoine	IPCC GPG 2000 [3]	0,43			
Riz	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Millet	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Sorgho	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Soja	IPCC GPG 2000 [3]	0,32			
Tournesol	UNIP[13]	0,33			

Lorsque l'indice de récolte vaut 0,5, la masse de résidus de cultures est égale à la masse de fraction récolte (grain ou fourrage), le tout étant exprimé sur matière sèche.

### **Ressource mobilisable**

L'évaluation de la ressource en résidus de culture pouvant être méthanisée se base sur un critère à dire d'expert de 30% de la production (hors chaume). Les usages des résidus de culture en litière animal sont par ailleurs considérés comme un usage prioritaire, la part de production méthanisable est donc limitée par le solde (Production résidu – besoin de litière).

Dans tous les cas l'évaluation des besoins de retour au sol reste un champ d'étude, et il n'existe pas aujourd'hui d'indicateur précis permettant de fixer un taux limite de prélèvement à ne pas dépasser. Les travaux de recherche actuels et futurs devront permettre d'approfondir ces limites. On peut également souligner que la généralisation du recours aux cultures intermédiaires (CIMSE) permettra d'augmenter le retour au sol de matière organique et permettra peut-être d'avoir plus de marge pour les exports de résidu, comme illustré dans l'encadré ci-dessous.

### Impact de l'utilisation des CIMSE sur le taux de retour au sol de la matière organique

Le tableau suivant indique les quantités de matière présentes dans les différents compartiments d'une culture de type blé tendre (avec et sans CIMSE).

La totalité du grain est exportée, alors que la totalité des racines et chaumes est laissée sur place. Dans ce premier exemple, les pailles prélevées sont méthanisées<sup>19</sup>. Si l'on vise un objectif de restitution de 50 %<sup>20</sup> de la totalité de la matière organique produite par exemple, le taux de prélèvement des pailles récoltables atteindrait 50 %.

Tableau 6 - Répartition « type » de la biomasse d'une céréale au sein des différents compartiments – sans CIMSE

T MS/ha	Primaire	Prélèvement	Export	Retour sol	Taux de prélèvement
Grain	6,0	6,0	6,0	0,0	
Paille récoltable	4,2	2,1		2,1	50%
Autres résidus de surface (chaumes)	1,8			2,1	
Racines	2,2			2,2	
CIMSE (partie aérienne)					
Racines CIMSE					
Vers méthanisation - digestat		2,1	1,1	1,1	
Total	14,2		7,1	7,2	
% sur primaire			50%	50%	

Avec une implantation de CIMSE, on obtient ce même taux de restitution de 50 % exportant 100% de la partie aérienne des CIMSE et 80 % des pailles récoltables. L'ajout de CIMSE permet donc d'augmenter de manière importante le taux de matière organique retournée au sol.

<sup>19</sup> Lors de la méthanisation environ 50% de la matière organique est convertie en biogaz, le reste, se retrouvant dans le digestat, est restitué au champ.

<sup>20</sup> Actuellement, on peut considérer que près de la moitié de la biomasse végétale produite par l'ensemble de l'agrosystème national est laissée au champ, sous forme de résidus de culture, racines, déjections d'élevage, l'autre moitié est exportée à des fins alimentaires (animaux d'élevage compris) ou exportée hors frontières. Voir Afterres2050, édition 2016 : la production agricole végétale primaire est estimée à 4000 PJ environ, et la quantité de matières restituées au sol à 2000 PJ.

Tableau 7 - Répartition « type » de la biomasse d'une céréale au sein des différents compartiments – avec CIMSE

T MS/ha	Primaire	Prélèvement	Export	Retour sol	Taux de prélèvement
Grain	6,0	6,0	6,0	0,0	
Paille récoltable	4,2	3,4		0,8	80%
Autres résidus de surface (chaumes)	1,8			2,1	
Racines	2,2			2,2	
CIMSE (partie aérienne)	3,1	3,1		0,0	100%
Racines CIMSE	1,0			1,0	
Vers méthanisation - digestat		6,5	3,2	3,2	
Total	18,3		9,2	9,1	
% sur primaire			50%	50%	

### b ) Déjections animales

Les déjections d'élevage, sous forme de fumier, lisier et fientes de volailles, sont aujourd'hui l'une des principales sources de production de biogaz. Les productions agricoles animales utilisées en méthanisation sont les déjections d'élevage de toute nature (fumier, lisiers, fientes de volailles) produites en bâtiment.

Les productions se calculent à partir de l'estimation des effectifs d'animaux des principaux cheptels (bovins, ovins, porcs, volailles, etc.), de la production de déjection par tête. Le temps de présence sous bâtiment est pris en compte, notamment avec le temps de pâture pour les ruminants. Ainsi, ne sont mobilisées que les déjections dites maîtrisées, et non les déjections laissées au champ lors de la pâture.

La production de déjections d'élevage est basée sur les effectifs par type de cheptel, et les pratiques : temps de pâturage, gestion des déjections d'élevage (fumier, lisier...), taux de paillage.

Les statistiques détaillées concernant les cheptels actuels sont celles du recensement agricole 2010.

Les espèces considérées sont les bovins (vaches, bovins engraissement, bovins élevage, veaux de boucherie), porcins (porcs engraissement, porcs post sevrage), ovins et les volailles (poules pondeuses, poulettes, poules de chair, canards, canards à gavage, dindes, lapines). L'unité utilisée est « l'effectif » à un moment donné (pour les bovins) ou « la place » (pour les porcs et volailles).

Pour chaque type d'animal, les déjections animales sont calculées selon l'équation suivante :

$$Q(i,t) = N(i,t) \cdot R_{DA}(i) \cdot (1 + K_{Paille}(i)) \cdot (1 - \%Patur(i,t))$$

avec :

$Q(i,d,t)$  : Quantité de déjection d produite par les animaux i dans le territoire t (en tMS/an)

$N(i,d,t)$  : Nombre de places des animaux i en système de déjection d dans le territoire t

$R_{DA}(i)$  : Quantité annuelle de déjections produites par les animaux i (en tMS/place/an)

$K_{PAILLE}(i,d)$  : Ratio de paille dans la déjection d produite des animaux i du territoire t (sans unité)

%Patur(i,t) : Taux de pâturage des animaux i dans le territoire t (sans unité) ; le taux de pâturage est fourni par Agreste à l'échelle cantonale.

i : Catégorie de cheptel

d : Type de déjection animale (3 catégories : fumier, lisier, mixte)

t : Territoire (canton) considéré

Le taux de paille dans le lisier est nul. Les places en système de déjection mixtes sont considérées comme étant 50 % fumier et 50 % lisiers ; le coefficient de paille retenu pour les places mixtes est donc la moitié de celui du fumier.

Pour les volailles, le coefficient de paille et le temps de pâturage sont considérés comme nul. Les valeurs utilisées sont mentionnées dans le tableau ci-dessous.



Tableau 8 - Ratio de déjections et coefficient de paille dans les fumiers par catégorie d'animal

	Excrétion (en tMS/place/an)	Coefficient de paille dans le fumier ( $t_{\text{paille}}/t_{\text{déjection}}$ )
Vaches_laitieres	1,95	0,6
Vaches_nourrices	1,61	1,1
Bovins_de_1_a_moins_de_2_ans_femelles_	0,87	0,8
Autres_bovins_de_2_ans_et_plus_femelles	1,09	0,8
Bovins_de_1_a_moins_de_2_ans_males	0,87	0,8
Autres_bovins_de_2_ans_et_plus_males	1,11	0,8
Autres_bovins_de_moins_de_1_an_males	0,60	0,8
Autres_bovins_de_moins_de_1_an_femelles	0,60	0,8
Veaux_de_boucherie	0,87	0,8
Juments_et_ponettes_poulinieres_selle_et_course	0,63	1,1
Brebis_meres_nourrices	0,30	1,1
Agnelles_pour_la_souche	0,15	1,1
Autres_ovins	0,10	1,1
Chevres	0,34	1,1
Chevrettes_pour_la_souche	0,15	1,1
Autres_caprins	0,15	1,1
Truies_meres	0,32	1,1
Autres_porcs	0,110	1,1
Porcelets	0,054	1,1
Poules_pondeuses_d_oeufs_de_consommation	0,007	1,1
Poulettes	0,002	1,1
Poulets_de_chair_et_coqs	0,004	1,1
Dindes_et_dindons	0,012	1,1
Oies	0,012	1,1
Canards_a_rotir	0,007	1,1
Canards_a_gaver	0,007	1,1
Pintades	0,007	1,1
Pigeons_cailles	0,003	1,1
Lapines_meres	0,036	1,1

Le SGDA (Systèmes de Gestion des Déjections d'élevage) est fourni par AGRESTE au niveau cantonal. Il est exprimé en nombre de places pour chaque type de cheptel.

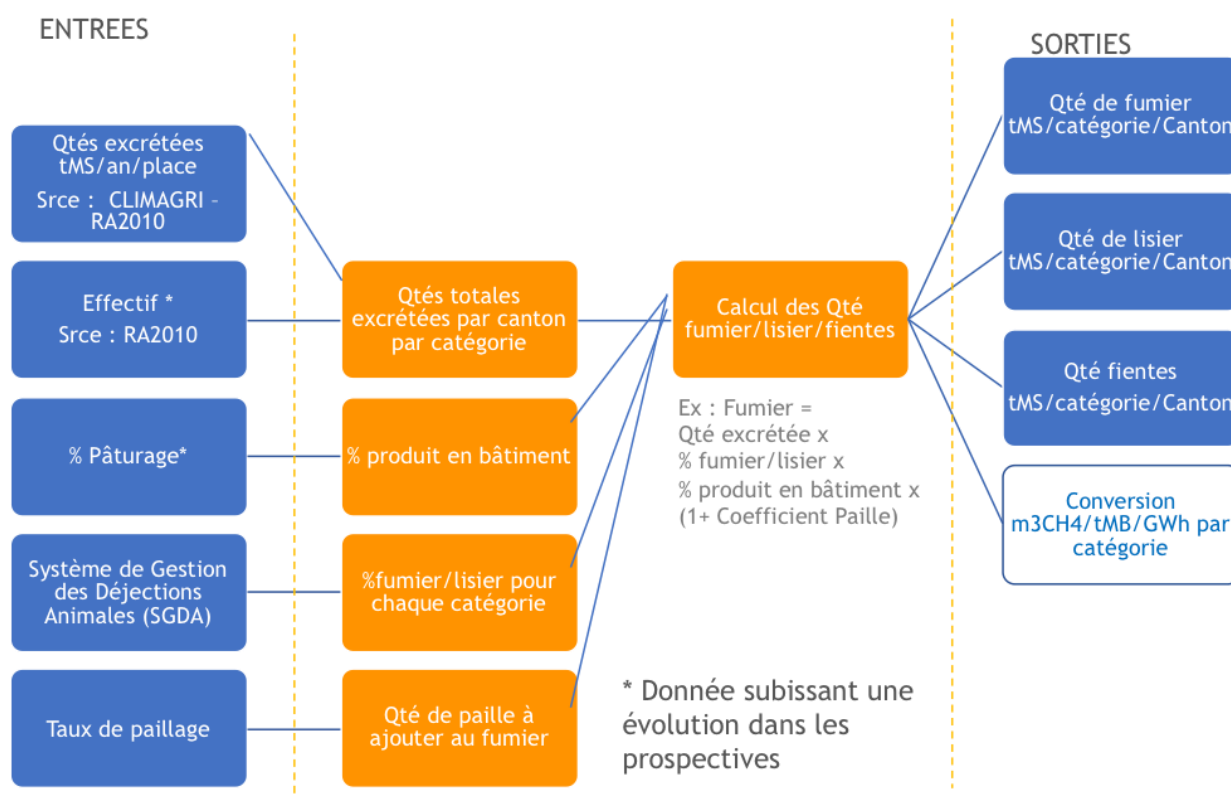
Tableau 9 - Type de SGDA en fonction du Cheptel

Type cheptel	SGDA
Vaches	fumier
Vaches	lisier
Vaches	mixte
Bovins engraissement	fumier
Bovins engraissement	lisier
Bovins engraissement	mixte
Bovins élevage	fumier
Bovins élevage	lisier
Bovins élevage	mixte
Veau de boucherie	fumier
Veau de boucherie	lisier
Veau de boucherie	mixte
Porcs engraissement	caillebotis
Porcs engraissement	litières paillées et sciures
Porcs post sevrage	caillebotis
Porcs post sevrage	litières paillées et sciures
Truies	caillebotis
Truies	litières paillées et sciures
Poules et poulettes	cages
Poules et poulettes	litières paillées

Pour simplifier, les différents SGDA sont regroupés en 3 catégories : fumier, lisier, fientes de volailles.

On calcule les quantités excrétées par SGDA et par cheptel, puis on ajoute la paille, pour obtenir les quantités totales de déjections sous forme de fumier, de lisier et de fientes de volailles.

Figure 12 - Synthèse sur le calcul de la production des effluents



Pour évaluer la quantité de paille mobilisée par les cheptels, nous avons utilisé l'équation ci-dessous :

$$Q_{Pail-Lit}(i,t) = N_{Fumier}(i,t) \cdot R_{Pail-Lit}(i) \cdot (1 - \%Patur(i,t))$$

avec :

- $Q_{PAIL-LIT}(i,t)$  : Quantité de paille pour litière des animaux  $i$  dans le territoire  $t$  (en tMS)
- $N_{FUMIER}(i,t)$  : Nombre de place en fumier des animaux  $i$  dans le territoire  $t$
- $R_{PAIL-LIT}(i)$  : Ratio de besoin annuel en paille pour litière par animal  $i$  (en tMS/place/an)
- $\%Patur(i,t)$  : Taux de pâturage des animaux  $i$  dans le territoire  $t$  (sans unité)
- $i$  : Catégorie de cheptel
- $t$  : Territoire (canton) considéré

Les valeurs de besoin de paille sont mentionnées dans le tableau suivant.

Tableau 10 - Besoins de pailles pour la litière par animal

Cheptel	Paille utilisée (t <sub>MS</sub> /an/place)
Vaches laitières	0,4
Vaches allaitantes	1,5
Porcins	0,04
Ovins	10

Pour passer de la ressource produite à la ressource mobilisable, on applique un coefficient de 90% (dire d'expert) représentant le coefficient de mobilisation maximum.

### **c ) CIMSE (cultures intermédiaires multi-service environnemental)**

#### **Les types de CIMSE**

On distingue deux grandes catégories de cultures intermédiaires multi-services (CIMSE) selon leur période d'implantation (semis) :

- Les CIMSE d'été semées dès que la récolte principale a été récoltée, au début de l'été au plus tard.
- Les CIMSE d'hiver sont un précédent cultural d'une culture de printemps, c'est-à-dire qu'elles sont semées à l'automne et récoltées avant le semis de ladite culture.

A titre d'exemple, on peut citer comme espèces :

- Pour les CIMSE d'été : maïs, sorgho, tournesol, avoine, moha, ray grass, mélanges (Avoine/pois, Avoine/vesce/pois, Moha/trèfle d'Alexandrie, Trèfle/moha)
- Pour les CIMSE d'hiver : Ray-grass, Seigle forestier, Triticale, Mélange avoine / seigle, Colza, Féverole

#### **Surfaces concernées par les CIMSE**

Dans la méthodologie d'estimation des surfaces de CIMSE en 2010, nous considérons que :

- les CIMSE d'été ne peuvent être implantées qu'après la seule culture d'orge d'hiver (aussi appelé escurgeon).
- les CIMSE d'hiver ne peuvent être implantées qu'avant les cultures de printemps suivantes :
  - Le tournesol
  - Le sorgho
  - L'orge et le blé de printemps
  - La betterave
  - La pomme de terre
  - Le soja
  - Le maïs (hors monoculture du maïs)

En 2050, les surfaces de CIMSE d'été pourront être implantées également sur l'orge d'hiver, le blé, le pois et la catégorie « autres céréales » (triticale, avoine, seigle, méteils), compte tenu des dates de moissons plus précoces dues au réchauffement climatique.

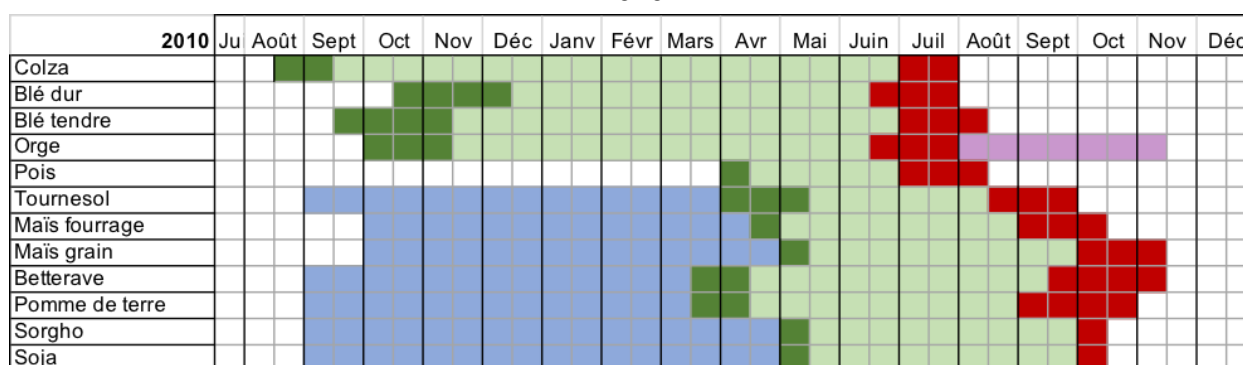
Les surfaces d'implantation des CIMSE d'été et d'hiver en 2010 et 2050 sont celles des surfaces de cultures principales définies dans le tableau ci-dessous.

Tableau 11 - Type de CIMSE par culture principale en 2010 et 2050

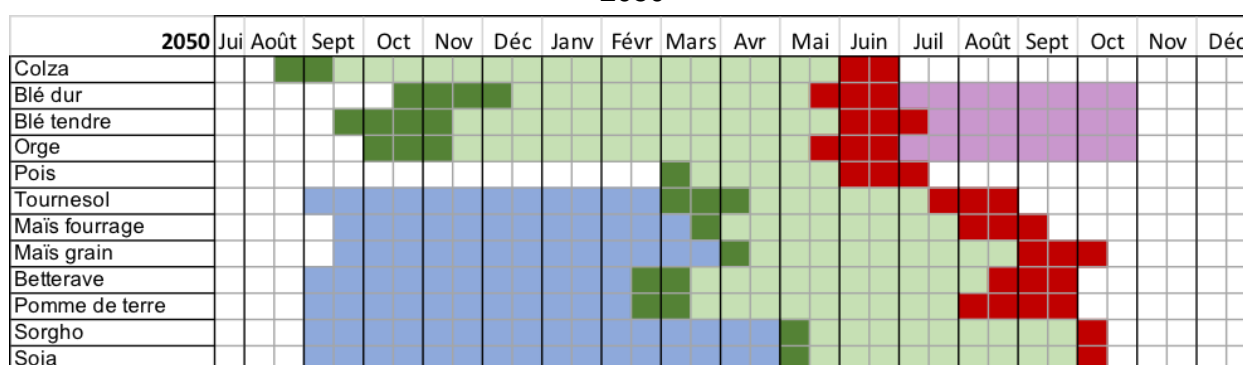
Culture principale	CIMSE en 2010	CIMSE en 2050
Orge d'hiver	CIMSE d'été	CIMSE d'été
Blé d'automne		CIMSE d'été
Autres céréales		CIMSE d'été
Tournesol	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Sorgho	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Maïs	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Betterave	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Pomme de terre	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Soja	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver

Figure 13 – Calendriers d'implantation des CIMSE

2010



2050



Légende :

- Semis
- Croissance
- Récolte
- CIMSE d'été - après cultures d'hiver
- CIMSE d'hiver - avant cultures d'été

### Évaluation du potentiel de production de CIMSE par département

Le potentiel de mise en place de CIMSE dépend des facteurs pédoclimatiques locaux.

Des suivis de mise en culture de CIMSE permettent d'évaluer des potentiels de rendements dans certains territoires. Des informations complémentaires, à dire d'experts, ont été mobilisées afin de fournir, pour chaque département, un niveau de potentiel : bon, moyen ou médiocre (Figure 14).

Figure 14 - Cartes du potentiel de CIMSE par département



A chaque niveau de potentiel de CIMSE (bon, moyen, médiocre) correspond un rendement moyen de production, une répartition par décile est également proposée : le 1<sup>er</sup> décile correspond aux 10% des années ayant les meilleures récoltes (Tableau 12).

Pour évaluer la quantité de CIMSE réellement récoltée en moyenne par an, on considère qu'une CIMSE n'est récoltée que si elle atteint un rendement minimum de 4t<sub>MS</sub>/ha. Ce seuil est jugé être le minimum pour rendre la récolte économiquement viable.

Le tableau suivant indique les hypothèses de production selon la nature des CIMSE (été ou hiver) et le contexte pédoclimatique (bon / moyen / médiocre). Les hypothèses retenues prennent en compte des rendements modérés, compatibles avec des CIMSE conduites sans irrigation ni fertilisation autre que l'apport de digestat.

Tableau 12 - Rendement ( $t_{MS}/ha/an$ ) moyen de production des CIMSE selon le contexte pédoclimatique

2 010	CIMSE d'été			CIMSE d'hiver		
	Bon	Moyen	Médiocre	Bon	Moyen	Médiocre
Potential de CIMSE						
1er décile	2,0	0,0	0,0	5,0	4,0	3,0
2ème décile	1,6	0,0	0,0	4,6	3,6	2,6
3ème décile	1,4	0,0	0,0	4,4	3,4	2,4
4ème décile	1,2	0,0	0,0	4,2	3,2	2,2
5ème décile	1,0	0,0	0,0	4,0	3,0	2,0
6ème décile	0,8	0,0	0,0	3,8	2,8	1,8
7ème décile	0,6	0,0	0,0	3,6	2,6	1,6
8ème décile	0,4	0,0	0,0	3,4	2,4	1,4
9ème décile	0,2	0,0	0,0	3,2	2,2	1,2
10ème décile	0,0	0,0	0,0	3,0	2,0	1,0
Rendement moyen de production ( $t_{MS}/ha/an$ )	0,9	0,0	0,0	3,9	2,9	1,9
Rendement moyen de récolte ( $t_{MS}/ha/an$ )	0,0	0,0	0,0	2,2	0,4	0,0
2 050	CIMSE d'été			CIMSE d'hiver		
Potential de CIMSE						
1er décile	5,0	4,0	3,0	7,0	6,0	5,0
2ème décile	4,7	3,7	2,7	6,4	5,4	4,4
3ème décile	4,5	3,5	2,5	6,0	5,0	4,0
4ème décile	4,4	3,4	2,4	5,7	4,7	3,7
5ème décile	4,2	3,2	2,2	5,4	4,4	3,4
6ème décile	4,0	3,0	2,0	5,1	4,1	3,1
7ème décile	3,9	2,9	1,9	4,8	3,8	2,8
8ème décile	3,7	2,7	1,7	4,4	3,4	2,4
9ème décile	3,6	2,6	1,6	4,1	3,1	2,1
10ème décile	3,4	2,4	1,4	3,8	2,8	1,8
Rendement moyen de production ( $t_{MS}/ha/an$ )	4,1	3,1	2,1	5,3	4,3	3,3
Rendement moyen de récolte ( $t_{MS}/ha/an$ )	2,68	0,40	0,00	4,89	2,96	1,34

Ce tableau permet d'estimer le rendement moyen de production, ainsi que le rendement moyen de récolte en fonction du seuil de récolte minimal (ici, 4  $t_{MS}/ha$ ).

Concernant les CIMSE d'hiver, les hypothèses adoptées pour 2010 sont basées sur les pratiques actuelles, où les CIMSE doivent être détruites environ 2 mois avant le semis de la culture principale, pour les travaux de préparation.

A l'horizon 2050, les pratiques de semis direct sont supposées être utilisées à grande échelle. Aussi, la majorité des CIMSE d'hiver gagneraient environ 2 mois, en février et mars, ce qui augmenterait fortement le rendement. Inversement, les dates de semis des cultures principales vont avancer, réduisant la durée de pousse des CIMSE d'hiver. On le constate déjà actuellement dans certaines régions : si la date du semis de maïs est avancée en février, la CIMSE qui le précède ne bénéficiera pas du mois de mars. Toutefois cette avancée de la date de semis devrait rester assez marginale.

### 3.2.2.4 Résultats

#### a ) Résidus de culture

En Nouvelle-Aquitaine, la ressource brute est évaluée à 7,6 Mt<sub>MS</sub> de résidus de culture en 2050 contre environ 10 Mt<sub>MS</sub> aujourd'hui. Cette baisse s'explique essentiellement par la baisse des rendements liés à la mise en œuvre d'une agriculture plus durable (cf 3.2.2.2). Sur ces 7,6 Mt<sub>MS</sub> de ressource produite, on considère qu'environ 1,6 Mt<sub>MS</sub> peuvent être mobilisées pour la méthanisation. L'écart entre les deux correspond principalement aux résidus laissés au champ pour des besoins de retour au sol de matière organique, mais aussi d'utilisation de paille pour les litières animales (env 0,8 Mt<sub>MS</sub> en 2050). Au final, les résidus de cultures pourraient contribuer en 2050 pour près de 4 TWh<sub>PCS</sub> de ressource pour la méthanisation.

Tableau 13 – Ressource en résidus de culture

Résidus de culture	Ressource brute			Ressource Mobilisable		
	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>
2 010	9 700 000	20 850 000	23 700	1 970 000	4 230 000	4 800
2 030	8 650 000	18 260 000	20 800	1 780 000	3 750 000	4 300
2 050	7 600 000	15 670 000	18 600	1 590 000	3 270 000	3 900

En parallèle de ces évaluations, la région Nouvelle-Aquitaine évalue des scénarios de développement de la paille comme isolant pour les bâtiments. Le scénario le plus ambitieux prévoit une utilisation de 64 000 tMB de paille dans le secteur de la construction en 2030 et 320 000 tMB en 2050. Ajouter 0,28 Mt<sub>MS</sub><sup>21</sup> de prélèvement de résidus (paille) en 2050 représente donc un supplément de prélèvement de 17%, et ne remet pas sensiblement en cause les hypothèses. Dans tous les cas l'évaluation des besoins de retour au sol reste un champ d'étude, et il n'existe pas aujourd'hui d'indicateur précis permettant de fixer un taux limite de prélèvement à ne pas dépasser. Les travaux de recherche actuels et futurs devront permettre d'approfondir ces limites (voir partie 3.2.2.3).

Pour 2030, le potentiel de résidus de culture identifié comme méthanisable est supérieur et représente 1,8 MtMB. Les besoins évalués pour la construction de 0,05 Mt<sub>MS</sub> sont donc négligeables par rapport à l'usage méthanisation, et ce d'autant plus qu'à l'horizon 2030 la filière méthanisation ne mobilisera pas encore tout le potentiel.

#### b ) Déjections animales

La ressource brute<sup>22</sup> en déjection animale est estimée à 2,9 Mt<sub>MS</sub> en 2010 et 1,9 Mt<sub>MS</sub> en 2050. La réduction du cheptel ainsi que l'augmentation du temps de pâturage expliquent cette tendance, même si elle est légèrement compensée par l'augmentation des systèmes « fumiers » au détriment des systèmes « lisiers » (cf 3.2.2.2). La ressource mobilisable atteint 1,7 Mt<sub>MS</sub> en 2050, soit 3,5 TWh<sub>PCS</sub>.

<sup>21</sup> On considère %tMS/MB de la paille de 88%, ainsi les 320 000tMB donne 280 000 tMS

<sup>22</sup> Pour rappel la ressource brute en déjection animale évalue seulement les déjections maîtrisables, c'est-à-dire sous bâtiment. Cf 3.2.2.3



Tableau 14 – Ressource en déjections animale

Déjections	Ressource brute			Ressource Mobilisable		
	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>
2 010	2 900 000	17 020 000	5 700	2 610 000	15 320 000	5 100
2 030	2 400 000	13 980 000	4 800	2 160 000	12 580 000	4 300
2 050	1 910 000	10 940 000	3 900	1 720 000	9 850 000	3 500

### c) CIMSE

La ressource produite estimée en 2050 est d'environ 6 Mt<sub>MS</sub>, soit près de 3 fois plus que le potentiel actuel (1,7 Mt<sub>MS</sub>)<sup>23</sup>. Cette forte augmentation s'explique par deux phénomènes :

- L'avancement supposé de la date de récolte du blé en raison du changement climatique, rendant possible la culture de CIMSE sur une surface beaucoup plus importante
- L'augmentation des rendements des CIMSE d'hiver en raison de la généralisation du semis direct

La ressource mobilisable, prenant en compte un critère économique (cf 3.2.2.3), est évaluée à 3,4 Mt<sub>MS</sub>, soit l'équivalent 9,3 TWh<sub>PCS</sub>.

Tableau 15 – Ressource en CIMSE

CIMSE	Ressource brute			Ressource Mobilisable		
	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>
2 010	1 690 000	6 760 000	4 700	730 000	2 900 000	2 000
2 030	3 950 000	15 820 000	10 900	2 050 000	8 200 000	5 700
2 050	6 220 000	24 870 000	17 200	3 370 000	13 490 000	9 300

### d) Herbe

On observe aujourd'hui le développement de projets de méthanisation incluant de l'herbe dans la ration. Cette tendance pourrait se confirmer sur le long terme avec deux familles de cas typiques :

- En exploitations bovines, la méthanisation est utilisée comme un moyen d'optimiser le potentiel de production des prairies de fauche, lorsque la production d'herbe dépasse les besoins du troupeau. Cette situation se rencontre plus particulièrement dans les situations de diminution du cheptel, où cette situation de production n'est pas conjoncturelle mais devient structurelle.
- En grandes cultures, les « jachères de légumineuses » sont parfois pratiquées afin de réduire la dépendance aux achats d'engrais azotés et d'améliorer l'autonomie de l'exploitation agricole. La méthanisation est dans ce cas également utilisée comme un moyen de mieux valoriser ces productions.

La ressource potentielle est estimée nulle en 2010 et calculée en 2050, au regard du surplus de fourrage par rapport au besoin du cheptel qui se retrouve diminué en 2050. Ce potentiel, à la fois ressource brute et mobilisable<sup>24</sup>, est estimé à environ 11% de la production totale d'herbe et de cultures fourragères en 2050 par le scénario Afterres2050 sur la France entière, valeur moyenne retenue pour la Nouvelle-Aquitaine.

<sup>23</sup> Dans le cas des CIMSE, il s'agit d'une ressource produite « potentielle », aujourd'hui elles sont encore très peu développées, mais elles peuvent être rapidement mise en œuvre dans les systèmes de rotation des cultures.

<sup>24</sup> Il s'agit uniquement des excédents qui sont mobilisés

Tableau 16 - Ressources herbe

Herbe	Ressource brute			Ressource Mobilisable		
	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>	t <sub>MS</sub>	t <sub>MB</sub>	GWh <sub>PCS</sub>
2 010	0	0	0	0	0	0
2 030	360 000	1 190 000	900	360 000	1 190 000	900
2 050	720 000	2 380 000	1 900	720 000	2 380 000	1 900

### 3.2.3 Autres ressources méthanisables

Pour les autres ressources méthanisables, les résultats des évaluations de potentiel de l'étude ADEME[1] ont directement été repris.

#### 3.2.3.1 Biodéchets

Cette rubrique couvre l'ensemble des déchets suivants :

- Les biodéchets des ménages et des collectivités
- Les déchets verts (entretien des jardins et des espaces verts publics)
- Les déchets de restauration
- Les déchets de la distribution comprenant tous les commerces, y compris les grandes et moyennes surfaces
- Les boues des stations d'épuration
- L'herbe de bord de route

La ressource départementale évaluée dans l'étude nationale ADEME[1] a été répartie par canton au prorata de la population. La ressource mobilisable retenue est de 1,1 TWh<sub>PCS</sub> pour la région Nouvelle-Aquitaine.

Il n'a pas été pris d'hypothèse d'évolution : certains facteurs pouvant jouer à la hausse (ex : population), d'autres à la baisse (ex : réduction du gaspillage alimentaire). L'évaluation de ces hypothèses, la modélisation de leurs impacts auraient nécessité un travail important qui ne semble pas justifié au regard de la faible part de cette catégorie dans le volume total de ressource méthanisable.

#### 3.2.3.2 Déchet des industries agro-alimentaires (IAA)

La ressource départementale évaluée dans l'étude nationale ADEME[1] a été répartie par canton au prorata de la population. La ressource mobilisable retenue est de 0,6 TWh<sub>PCS</sub> pour la région Nouvelle-Aquitaine<sup>25</sup>.


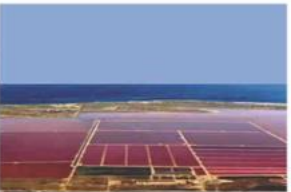


#### 3.2.3.3 Algues

L'évaluation du potentiel d'algues est réalisée à partir de l'étude ADEME/ENEA/INRIA « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 »[7]. Cette étude présente les travaux français les plus récents sur les potentiels de production d'algues pour l'énergie et la chimie en France. Elle évalue plusieurs scénarios prenant en compte les paramètres de productions (climat, disponibilité de CO<sub>2</sub>, de nutriments, d'espace), et les technologies de production. Aucune évaluation économique n'est réalisée.

<sup>25</sup> Il n'a pas été prise d'hypothèse d'évolution : certains facteurs pouvant jouer à la hausse (ex : population), d'autres à la baisse (ex : réduction du gaspillage alimentaire). L'évaluation de ces hypothèses, la modélisation de leurs impacts auraient nécessité un travail important qui ne semble pas justifié au regard de la faible part de cette catégorie dans le volume total de ressource méthanisable.

L'intérêt des algues, en particulier des micro-algues<sup>26</sup>, réside dans le fait qu'elles présentent une productivité surfacique plus importante que les végétaux terrestres, en raison d'un rendement photosynthétique supérieur mais aussi grâce à l'optimisation des conditions de culture. Leur mobilisation à des fins de production d'énergie n'est encore pas mise en œuvre en raison de coûts de production encore très élevés. Leur production peut se faire typiquement sous deux formes illustrées sur la figure suivante.

Figure 15 – Type de culture de micro-algue (Source : ADEME/ENEA/INRIA[7])

<b>Bassin ouvert (Raceway)</b> Il s'agit de bassin type « champ de course »	<b>Photobioréacteur</b> : les solutions chargées en algue circulent dans des tubes translucides exposés au soleil
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p><i>Raceway open ponds, Seambiotic, Ashkelon, Israël</i></p> <p>BioAlgene LiveFuels, Sapphire Energy, Aurora algae, Innovalg (FR)</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p><i>Extensive open ponds, Cognis (BASF), Australie</i></p> <p>Desert Sweet Biofuels Salinalgue (FR)</p> </div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p><i>Horizontal tubular PBR</i></p> <p>AlgaEnergy, World Health Energy, W2 Energy, etc.</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p><i>Plate Vertical PBR</i></p> <p>Subitec, Vertigro, etc.</p> </div> </div>

Le scénario retenu pour l'étude en Nouvelle-Aquitaine est le même que celui retenu dans l'étude nationale ADEME/GRDF/GRTgaz/Solagro/AEC [1] et se résume à :

- Production de microalgues dans des bassins ouverts (voir Figure 15). Cette technologie est retenue en raison de son plus faible coût, néanmoins, les évolutions sur les photobioréacteurs pourront peut-être rendre cette solution plus compétitive et pourrait permettre de réduire l'emprise en sol.
- Une surface mobilisée de 150 000 ha à l'échelle nationale (pas de terre agricole, voir détail plus bas)
- Une production avant tout dédiée à la production de carburant liquide 23TWh<sub>PCI</sub>
- Seuls les résidus de production de carburant liquide sont utilisés en méthanisation pour une production supplémentaire sous forme de biogaz de 13 TWh<sub>PCI</sub>
- Le potentiel à partir de macroalgues a été négligé (l'étude ADEME/ENEA/INRIA[7] évalue à un potentiel de macroalgues en mer à 0,8 TWh<sub>PCI</sub> pour toute la France)

Dans la transition énergétique vers les ENR, les visions actuelles montrent qu'il sera encore nécessaire d'avoir des carburants liquides, au moins pour l'aviation. Ces valorisations avec peu d'alternative possible offrent un prix de marché plus élevé. Sans être évalués, les coûts de productions sont estimés « élevés ». Ainsi, une association biocarburant/biogaz paraît à ce stade plus pertinente et plus robuste.

Plus de détails sur les hypothèses retenues sont disponibles dans le chapitre 6.1.5 de l'étude ADEME/GRDF/GRTgaz/Solagro/AEC [1].

La répartition géographique de la ressource algale issue de l'étude ADEME/ENEA/INRIA n'est pas disponible. Pour les besoins de l'étude, une hypothèse simple de clé de répartition basée sur

<sup>26</sup> Les micro-algues sont des organismes aquatiques unicellulaires capables de transformer l'énergie lumineuse en énergie chimique pour son développement. Par opposition les macro-algues englobent toutes les algues multicellulaires (elles sont typiquement visibles à l'œil nu).

la disponibilité des surfaces<sup>27</sup> par département a été utilisée. Même si les erreurs peuvent être importantes, elles resteront faibles au regard de l'ensemble de la ressource en gaz renouvelables.

Ainsi on évalue que la région Nouvelle Aquitaine pourrait représenter un potentiel de 1,4 TWh<sub>PCS</sub> de biogaz issu de la production d'algues<sup>28</sup> mobilisant environ 15 000 ha. On considère que cette ressource est progressivement mise en œuvre après 2030.

---

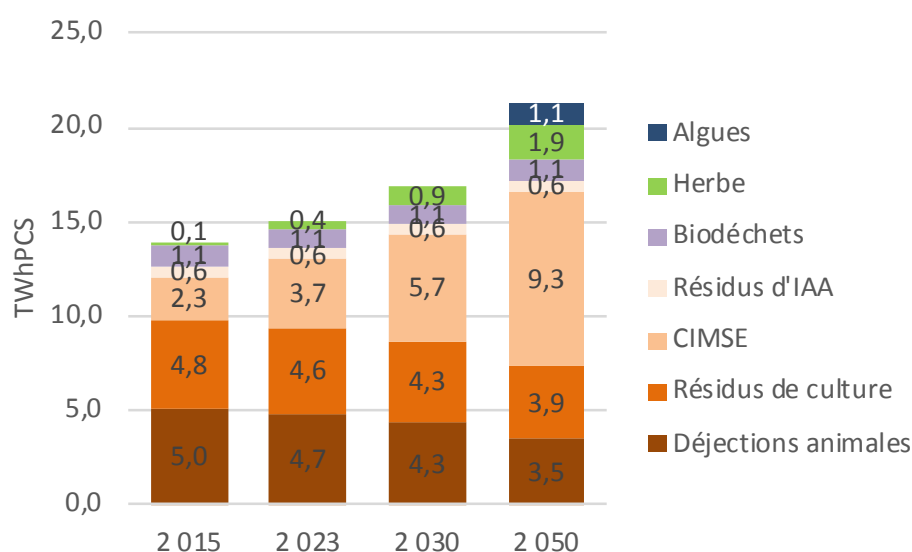
<sup>27</sup> Le détail des typologies de surface utilisé dans la modélisation de l'étude ADEME/ENEA/INIRIA sont décrites dans l'annexe 4 de l'étude citée

<sup>28</sup> Ainsi que 2,3 TWh<sub>PCI</sub> de carburant liquide

### 3.2.4 Bilan ressources méthanisables

Le bilan des ressources mobilisables pour la méthanisation est résumé sur la Figure 16 : la ressource agricole est majoritaire, mais sa composition évolue. En effet, les ressources actuellement dominantes composées des déjections animales (5 TWh) et résidus de culture (4,8 TWh) évoluent à la baisse, mais parallèlement, les cultures intermédiaires (CIMSE) prennent de plus en plus d'importance, passant de 2,3 TWh aujourd'hui à 9,3 TWh en 2050. Cette dernière ressource devient donc incontournable, représentant à elle seule près de la moitié du potentiel de 2050 (21 TWh).

Figure 16 - Ressources mobilisables pour la méthanisation, par intrant



La Figure 17 détaille les types de ressources organiques mobilisables par département. Le potentiel est dominé par les intrants d'origine agricole, notamment végétaux : CIMSE, résidus de culture et déjections animales.

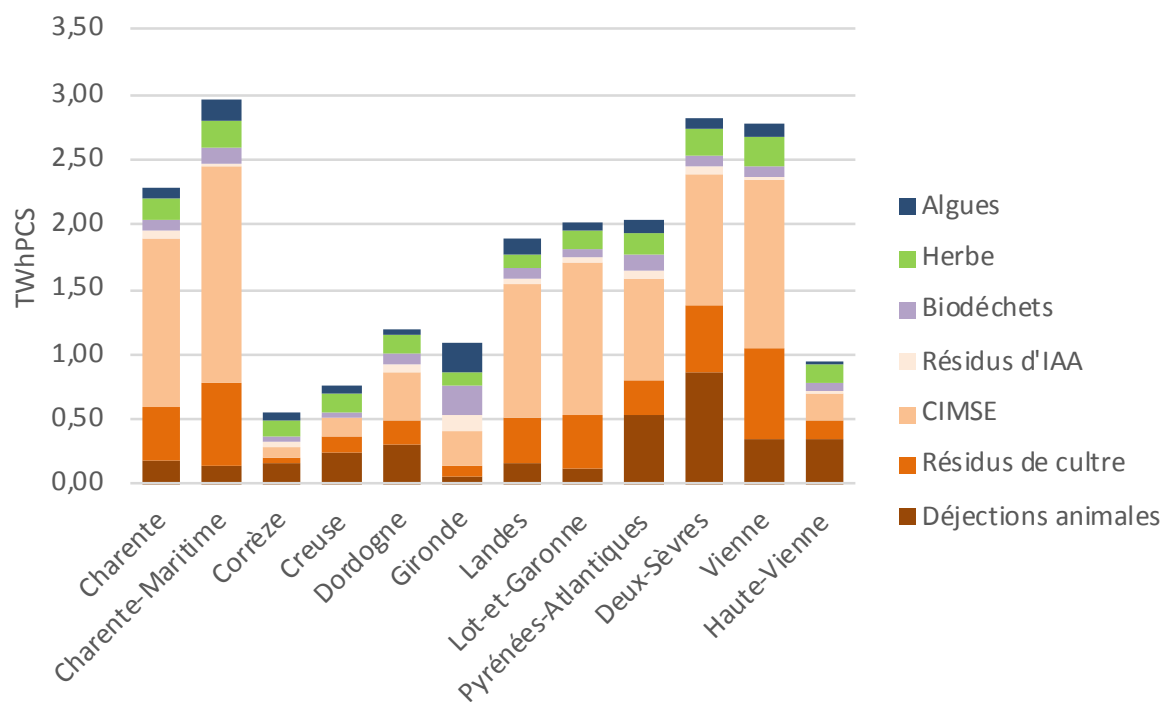
De fait, assez logiquement, les départements les plus riches en ressources organiques (Charente-Maritime, Deux-Sèvres et Vienne) sont ceux qui présentent les plus importantes surfaces arables de Nouvelle-Aquitaine (respectivement 338, 381 et 441 milliers d'ha<sup>29</sup>). A l'inverse les 5 départements les plus pauvres en ressources sont également ceux qui présentent les surfaces arables les plus limitées.

Sur certains départements, le potentiel en ressources agricoles se résume quasiment aux coproduits végétaux (CIMSE, résidus de culture), notamment en Gironde, Landes, Lot-et-Garonne et Charente-Maritime. Selon la statistique Agreste, ces 4 départements présentent chacun moins de 100 000 têtes de bovins, alors que la moyenne en Nouvelle-Aquitaine est supérieure à 200 000 têtes par département.

Ce bilan des ressources mobilisables est à l'image des orientations technico-économiques agricoles représentatives des départements, marqués par d'une part des zones de cultures (plaines) et des zones d'élevages.

<sup>29</sup> Source : Agreste Nouvelle-Aquitaine, Mémento 2018

Figure 17 – Ressources mobilisables pour la méthanisation en 2050, par département, par intrant

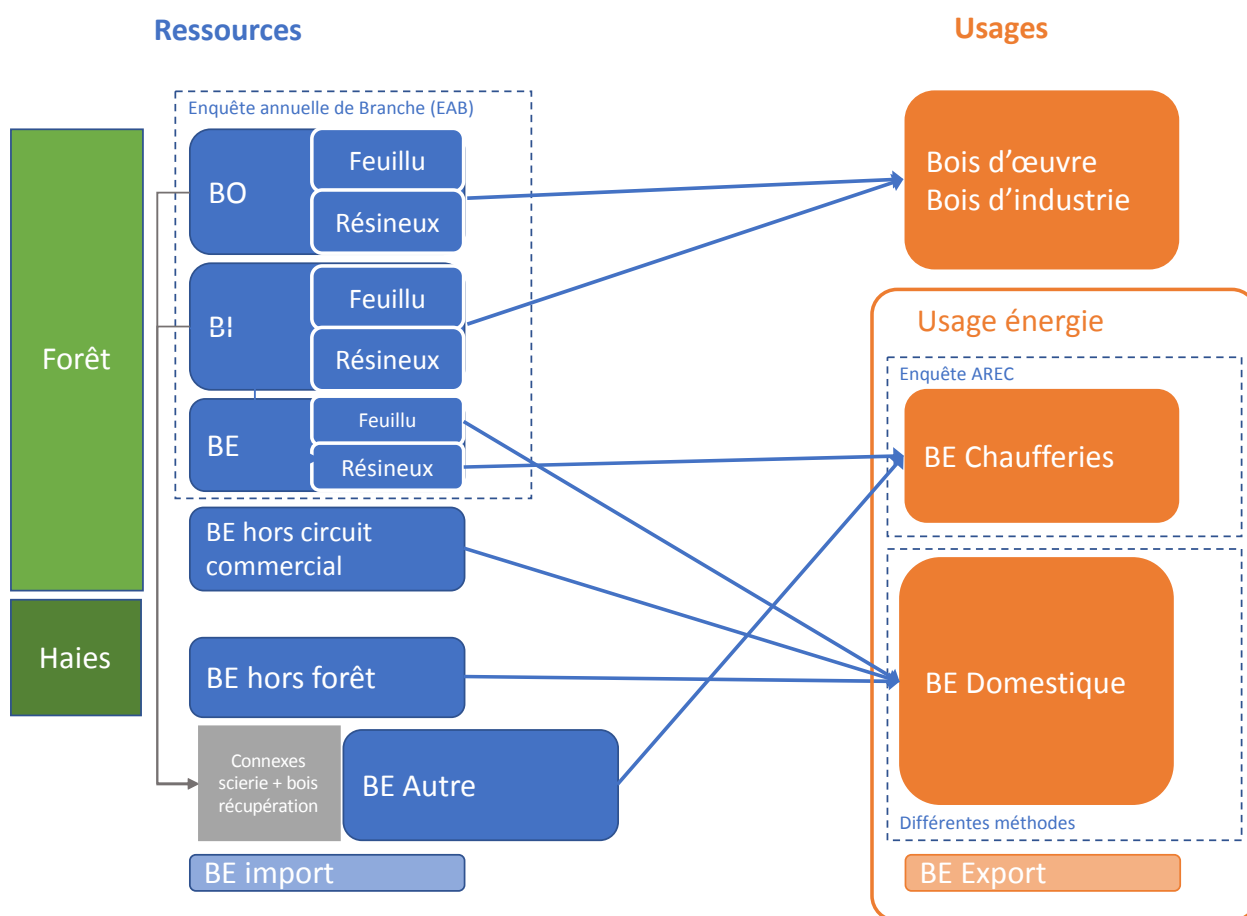


### 3.2.5 Bois énergie mobilisable

Dans ce chapitre on évalue la ressource mobilisable. La part mobilisée, elle, dépend des scénarios de développement des besoins et est précisée dans la partie 4. Pour évaluer le bois énergie, un premier travail de reconstitution de la situation actuelle du bois énergie (ressource/usage) a été réalisé, puis une projection en 2030 et 2050. Ce travail s'est appuyé pour partie des travaux menés dans le PRFB.

#### 3.2.5.1 Situation actuelle

Figure 18 – Ressources et usage du bois



Le bois énergie est issu de l'exploitation des forêts et de la taille de haies (auxquels on peut ajouter l'entretien des espaces verts et l'arboriculture). A ces ressources primaires s'ajoutent des ressources secondaires formées de déchets de transformation ou de fin de vie de produits en bois :

- Les connexes de scierie
- Les liqueurs noires<sup>30</sup>
- Déchets de bois (fabrication de meubles, bois en fin de vie...)

<sup>30</sup> Effluent à fort contenu énergétique coproduit lors de la transformation du bois en pâte à papier dans certains procédés papetier.

A la différence de la ressource agricole, pour le bois et en particulier le bois énergie, les données statistiques restent assez incomplètes : les enquêtes annuelles de branche (EAB) couvrent uniquement les volumes de bois commercialisés, or une difficulté réside dans le fait qu'une partie importante du bois énergie se fait hors circuits commerciaux.

Pour les usages de bois énergie, on distingue :

- d'une part le bois énergie « domestique »<sup>31</sup>, encore essentiellement à partir de bois bûche même si l'utilisation de granulés sur des équipements individuels est en forte augmentation ces dernières années.
- D'autre part, les chaufferies<sup>32</sup> au sens large, qui consomment principalement de la plaquette voire du granulé.

Les consommations en chaufferie sont évaluées par l'AREC tous les ans, mais des incertitudes subsistent notamment sur les autoconsommations (exemples papeteries). Le bois énergie domestique reste néanmoins le moins documenté.

Tableau 17 – Différentes évaluations de la consommation de bois énergie domestique

	Consommation million stères	Consommation Mm <sup>3</sup>	Consommation TWh
ADEME 2018[8]	4,2	2,8	6,8
INRIA 2018[9]	4,7	3,1	6,6
ADEME 2013[10]	6,0	4	9,7
AREC <sup>33</sup>	6,8	4,6	11,8

La valeur de 3,1 Mm<sup>3</sup>, valeur moyenne basse, est retenue, elle correspond aux études les plus récentes. En effet, au niveau national, on observe entre 2012 et 2017, une baisse des consommations de bois pour le chauffage domestique, essentiellement de bois bûches, lié notamment à l'augmentation des performances énergétiques des équipements[8].

L'évaluation quantitative du bois énergie en Nouvelle-Aquitaine retenue est proposée sur le Tableau 18.

<sup>31</sup> utilisé dans l'habitat individuel résidentiel

<sup>32</sup> Habitat collectif, tertiaire, réseau de chaleur, Industrie

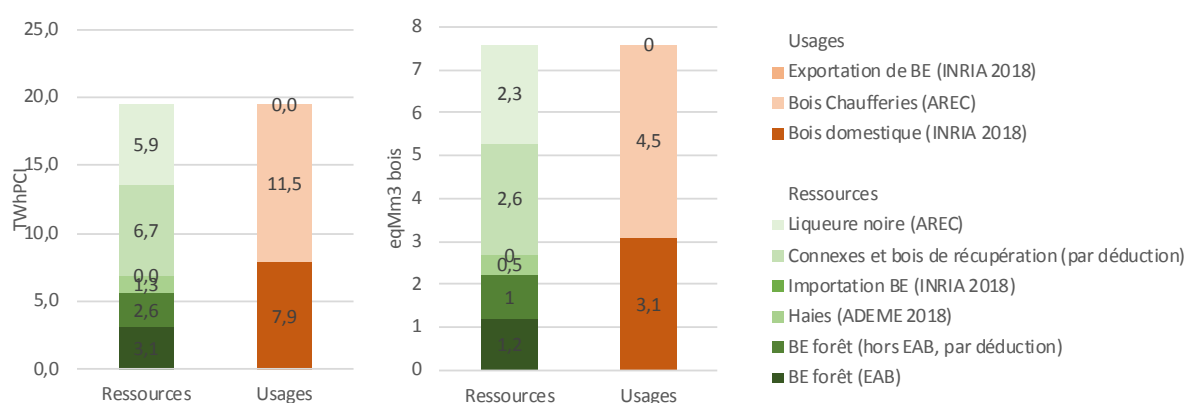
<sup>33</sup> Évaluation par méthode actuelle AREC, mais basé sur des données anciennes. L'AREC a prévu de mettre à jour sa méthode prochainement.



Tableau 18 – Bilan actuel du bois énergie en Nouvelle-Aquitaine (en eqMm<sup>3</sup> bois)

	Ressource		Usage	
Ressources primaires	BE forêt (EAB)	0,9+0,3=1,2	Bois bûche domestique (INRIA 2018)	3,1
	BE forêt (hors EAB, par déduction)	1,0	Bois chaufferies (AREC)	2,2+2,3=4,5
	Haies (ADEME 2018)	0,5		
	Importation BE (INRIA 2018)	0	Exportation de BE (INRIA 2018)	0
Ressources secondaires	Connexes et bois de récupération (par déduction)	0,7+1,9 = 2,6		
	Liqueur noire (AREC)	2,3		
	<b>TOTAL</b>	<b>7,6</b>	<b>TOTAL</b>	<b>7,6</b>

Figure 19 - Bilan actuel du bois énergie en Nouvelle-Aquitaine



Le Tableau 19 intègre la partie amont depuis la production biologique[11] de la forêt et les volumes prélevés pour le bois d'œuvre et le bois d'industrie. Ainsi pour une production annuelle biologique de 32,7 eq Mm<sup>3</sup>, 12,2 eq Mm<sup>3</sup> sont prélevés par an, soit un taux de prélèvement de 37%. Si l'on retire les pertes d'exploitation estimées à 10%, on évalue à 11,1 eq Mm<sup>3</sup> les quantités prélevées et valorisées. Elles se répartissent en 5,1 Mm<sup>3</sup> pour le bois d'œuvre (BO), 3,8 Mm<sup>3</sup> en bois d'industrie (BI) et 2,2 eq Mm<sup>3</sup> en bois énergie (BE). En plus de la forêt on trouve d'autres ressources pour le bois énergie, avec 0,5 Mm<sup>3</sup> pour les haies, verger, parcs..., 2,3 eq Mm<sup>3</sup> de liqueur noire<sup>34</sup>, et 2,6 eq Mm<sup>3</sup> d'autres déchets ou coproduits du bois.

<sup>34</sup> Données AREC, 5,8 TWh

Tableau 19 – Bilan bois région Nouvelle Aquitaine

<b>Forêt en Mm<sup>3</sup></b>	
<b>Production biologique (IGN-FCBA)</b>	32,7
<b>Taux de prélèvement (brut)</b>	37%
<b>Quantités prélevées (brut)</b>	12,2
<b>Pertes d'exploitations (10% BO, BI, BE)</b>	1,1
<b>Taux de prélèvement (net)</b>	34%
<b>Quantités prélevées (net)</b>	11,1
<b>BO</b>	5,1
<b>BI</b>	3,8
<b>BE</b>	2,2
<b>Autres ressources</b>	
<b>Hors forêt</b>	0,5
<b>Autres (connexes de scierie + bois récupération)</b>	2,6
<b>Liqueur noire</b>	2,3

**Bois énergie**  
 Total env.  
 7,6 Mm<sup>3</sup>  
**soit 19,4 TWh**

Cette évaluation est inférieure à celle faite par l'AREC[12] pour 2015 de l'ordre de 24 TWh<sup>35</sup> ; cet écart s'explique principalement par la différence de méthode sur l'évaluation du bois domestique (voir Tableau 17).

### 3.2.5.2 Projections

Pour les projections, plusieurs études ont été utilisées.

Tout d'abord les premières informations issues du PRFB<sup>36</sup> donnent des projections à horizon 2022 et 2027 pour la partie BE issue de la forêt, considérant uniquement les circuits commerciaux, les données étant issues de l'enquête EAB (voir Figure 18).

Pour les projections plus long terme, on retient la méthode de l'étude nationale ADEME[1], en faisant évoluer la méthode de régionalisation<sup>37</sup>.

Sur la Figure 20 sont tracées les différentes projections de prélèvement de bois en forêt :

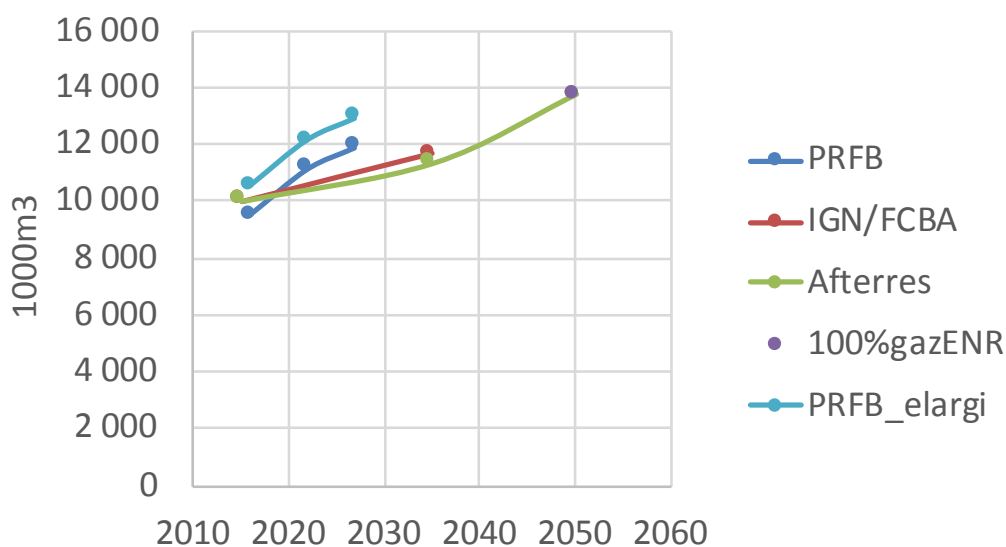
- « PRFB »
- « IGN/FCBA »[11]
- Afterres2050[6] qui s'appuie jusqu'en 2035 sur l'étude FCBA puis prolonge la tendance
- « 100%gazENR »[1], seulement un point en 2050, basé sur la méthodologie Afterres2050
- « PRFB\_elargi » reprend les données des projections PRFB en élargissant le périmètre au BE forêt « hors EAB ».

<sup>35</sup> L'AREC évalue une production de chaleur issu du bois de 21,8 TWh en 2015. En prenant un rendement moyen PCI de 90% cela représente une consommation 24,2 TWh de bois.

<sup>36</sup> Programme régional de la forêt et du bois

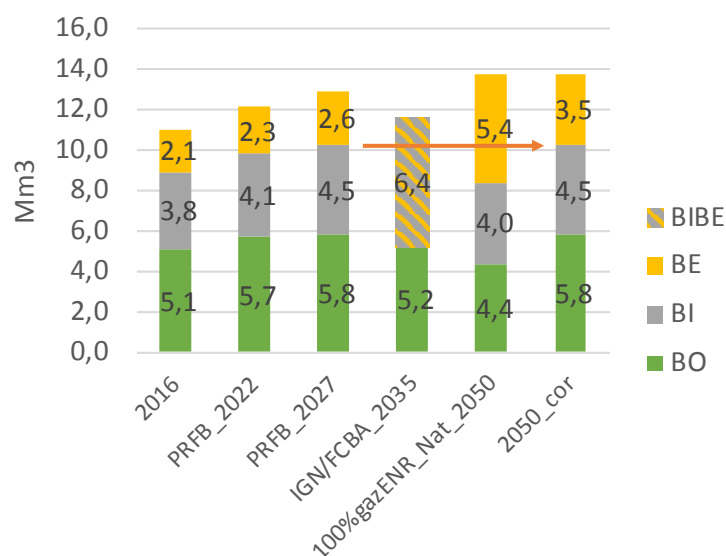
<sup>37</sup> Régionalisation des produits d'exploitation de la forêt BO, BI, BE, puis calculs des co-produits (voir hypothèses rendement matière en annexe 9.3)

Figure 20 – Différentes projections du prélèvement de bois en forêt



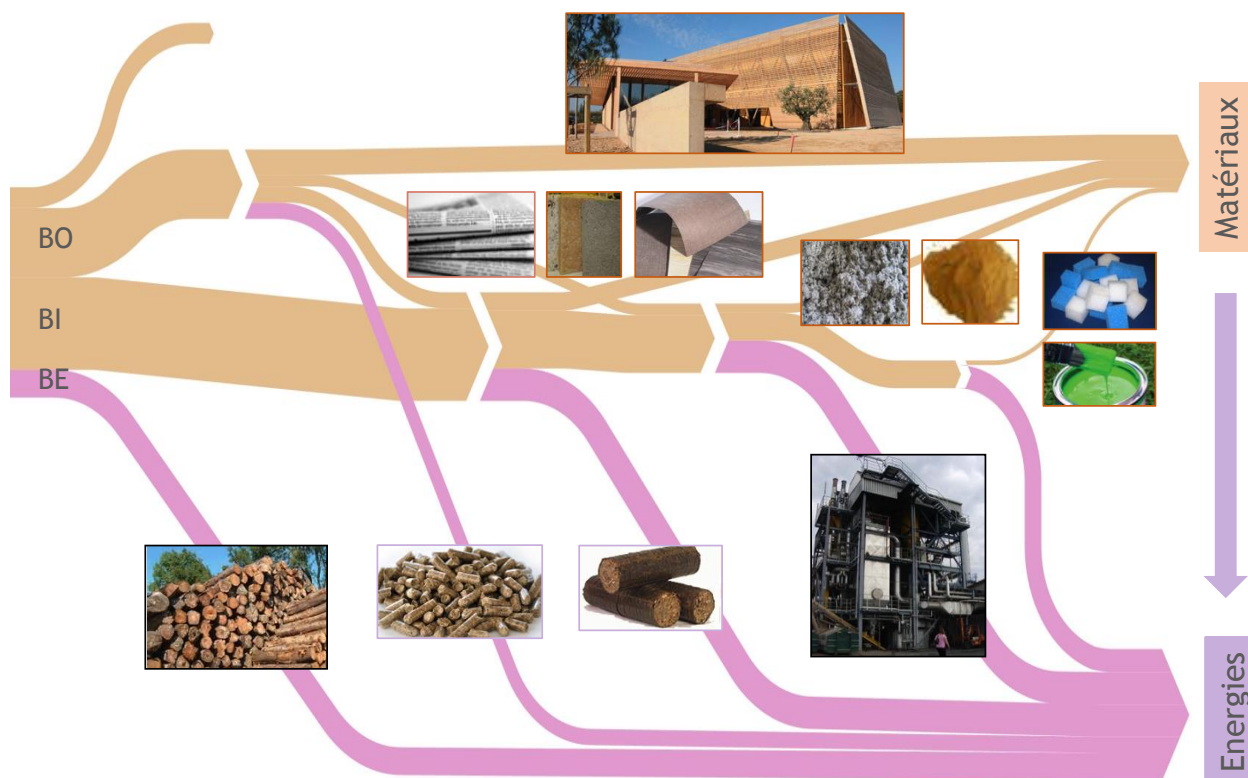
Les travaux du PRFB montrent des objectifs d'augmentation de prélèvements plus ambitieux que l'étude IGN/FCBA (Figure 21). Par ailleurs, la répartition entre BO, BI et BE est également différente. Ainsi, pour la projection longue (2050), les résultats de la modélisation de l'étude ADEME sont modifiés pour maintenir les volumes de BO et BI estimés par PRFB en 2027. Le volume global étant maintenu, le BE directement issu de la forêt est donc réduit.

Figure 21 – Détail des projections des prélèvements en forêt et de leurs usages



Pour estimer les ressources secondaires de bois énergie en 2050, les flux de matière dans la filière bois sont évalués. Le principe général est illustré sur la Figure 22, où globalement les ressources secondaires sont issues des co-produits de transformation du bois (BO et BI).

Figure 22 - Illustration des flux de bois (bois d'œuvre : BO ; bois d'industrie : BI ; bois énergie : BE) – source : Solagro



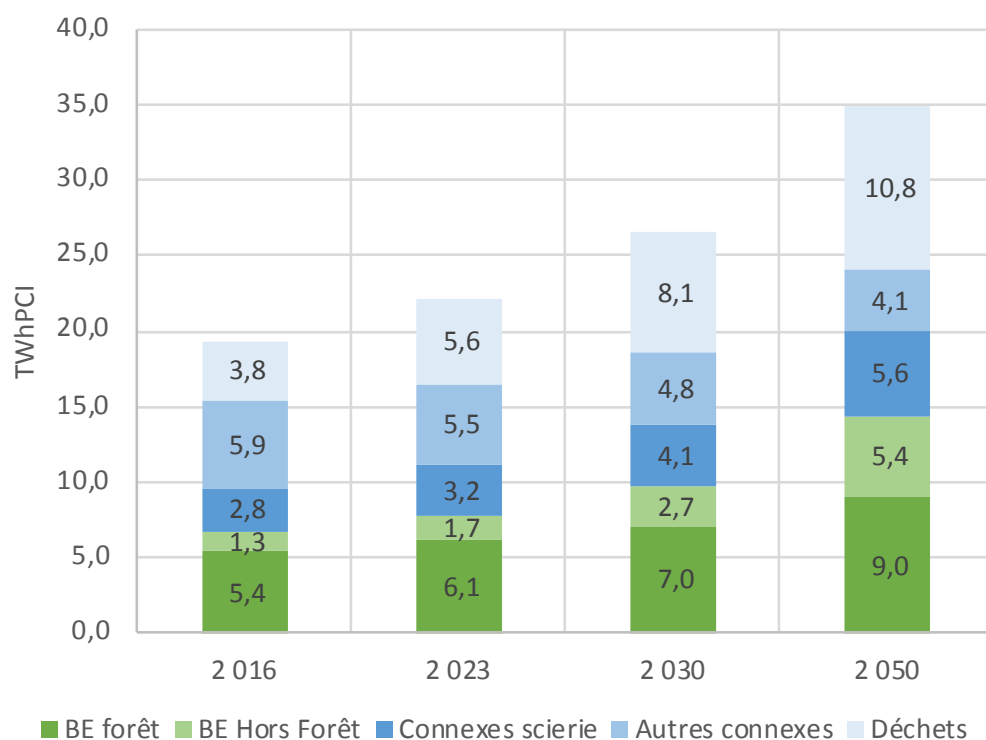
Ainsi, les ressources de 1<sup>ère</sup> transformation du bois sont constituées d'une partie des co-produits et sous-produits des filières bois d'œuvre (scieries) et bois d'industrie. Les bois d'industrie englobent à la fois les usages actuels (pâte à papier, panneaux de particules) et des usages futurs dans une perspective de développement de la bioéconomie (matières biosourcées pour l'industrie et la chimie). Les hypothèses chiffrées sont détaillées dans l'annexe 9.3.

Le « bois hors forêt » représente l'ensemble des ressources ligneuses générées par les haies, l'agroforesterie, ainsi que l'arboriculture et les vignes, et les arbres urbains (alignements, parcs et jardins). Avec le développement de l'agroforesterie (cf 3.2.2.2) une production de 1,1 millions de tonnes de bois par an en 2050 serait réalisable, soit environ 0,5 eqMm<sup>3</sup>. Ce calcul repose sur une hypothèse de passage à l'agroforesterie de 10% des surfaces agricoles (soit 0,4 millions d'hectares), et une production moyenne de 3 tonnes par ha et par an de bois récoltable à des fins énergétiques. Soit un potentiel 5,4 TWh<sub>PCI</sub>.

### 3.2.5.3 Résultats

En conclusion, la Figure 23 présente les estimations de ressource mobilisable en bois énergie dans la région Nouvelle-Aquitaine jusqu'en 2050. Elle pourrait ainsi passer 20 TWh<sub>PCI</sub> à 35 TWh<sub>PCI</sub>, soit une hausse de 75%. La hausse de prélèvement en forêt de 25% permet d'augmenter à la fois le bois énergie « primaire », mais aussi les ressources secondaires avec l'augmentation des connexes des industries de première transformation, celles valorisant le BO et BI (voir Tableau 20). L'augmentation globale des usages du bois ainsi que l'amélioration de la collecte des déchets permet aussi d'augmenter sensiblement le bois énergie des déchets.

Figure 23 – Ressource mobilisable bois énergie Nouvelle-Aquitaine



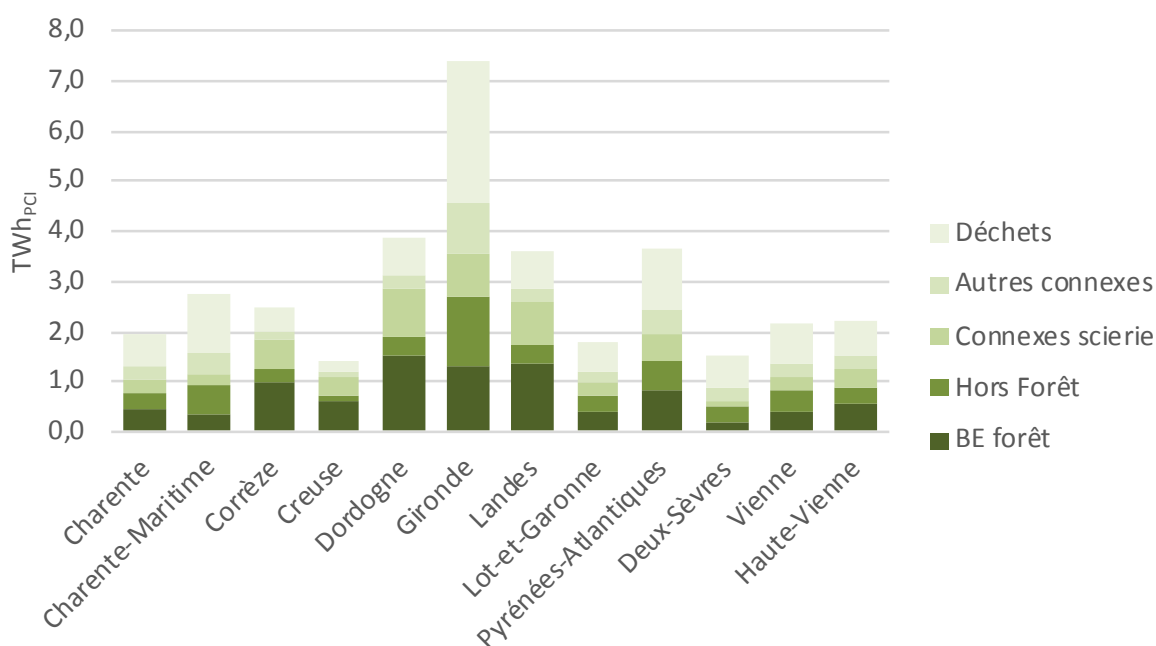
## Remarques :

- **Autres connexes** fait référence aux connexes des industries valorisant le bois industrie. Il s'agit essentiellement aujourd'hui des papetiers et donc des liqueurs noires, on retrouve aussi les fabricants de panneaux de bois, et dans l'avenir des bioraffineries qui pourront produire des produits de substitution aux produits issus de la pétrochimie
- **Déchets** : il s'agit des déchets de fin de vie et des déchets des industries de deuxième transformation tels que les déchets de fabricant de meuble par exemple

Tableau 20 – Évolution des prélèvements en forêt et de leur usage

Mm3	2016	2023	2030	2050
Prélèvement net forêt	11,0	12,3	13,0	13,8
BO	5,1	5,7	5,8	5,8
BI	3,8	4,2	4,5	4,5
BE	2,1	2,4	2,7	3,5

Figure 24 – Répartition de la ressource bois énergie en 2050



### 3.2.6 CSR

La ressource retenue est celle évaluée dans l'étude nationale ADEME[1] à partir de sources bibliographiques soit 13 TWh<sub>PCI</sub> pour la France dont 2,2 TWh<sub>PCI</sub> pour la région Nouvelle Aquitaine.

### 3.2.7 Ressources pour le power-to-gas

#### 3.2.7.1 Electricité

Le « power-to-gas » consiste à convertir de l'électricité en gaz de synthèse injectable dans les réseaux, que ce soit sous forme d'hydrogène (H<sub>2</sub>) et/ou de méthane (CH<sub>4</sub>).

A la différence des deux premières filières de production de gaz renouvelable (méthanisation et pyrogazéification), le power-to-gas n'est pas un procédé permettant la valorisation d'une ressource primaire d'énergie renouvelable, mais un procédé de conversion entre deux vecteurs voire trois vecteurs : de l'électricité vers le gaz (+ de la chaleur coproduite).

L'intégration du power-to-gas comme seul débouché à une production d'électricité renouvelable ne présente pas d'intérêt sur le plan économique et énergétique. Le power-to-gas trouve sa pertinence dans une optimisation globale du système énergétique, à condition d'avoir un taux de pénétration en énergie renouvelable très important, en particulier sur le réseau électrique il permet en effet de :

- Valoriser des excédents de production des énergies renouvelables électriques. A moyen-long terme, l'éolien et le photovoltaïque sont des filières de production d'énergie renouvelable au potentiel très élevé et aux coûts de production parmi les plus faibles. En raison de leur caractère météo-dépendant, leur intégration à un niveau élevé nécessitera des outils de flexibilité à différentes échelles de temps allant de la minute à la saison.
- Stocker (y compris de manière saisonnière) et transporter de l'énergie à travers l'infrastructure gazière – Le réseau de gaz français possède aujourd'hui 300 fois plus de capacité de stockage que le réseau électrique (environ 140 TWh contre 0,4 TWh)

- Utiliser de l'énergie électrique renouvelable sous d'autres formes de vecteur, pour d'autres usages, en particulier le transport qui reste le secteur le plus difficile à décarboner, mais aussi l'industrie (chaleur haute température ou matière première).

Il est donc difficile, sans mener une étude complète du système énergétique et en restant sur un périmètre géographique restreint, d'évaluer le potentiel du power-to-gas. En effet, son impact en termes d'optimisation pour la flexibilité sur le réseau électrique peut difficilement s'évaluer à la maille régionale sans prendre en compte les autres régions voire pays, étant donné que le réseau électrique est fortement interconnecté.

On retient donc les hypothèses de l'étude nationale ADEME[1], elles-mêmes issues de travaux de modélisation du système électrique national[13]. Les données brutes ont été calculées à la maille des anciennes régions administratives, elles se basent sur deux calculs : un potentiel haut et un potentiel bas pour la France (Tableau 21) avec un maximum à 27 TWh<sub>elec</sub>. Les scénarios intermédiaires peuvent ensuite être calculés par interpolation.

Peu d'études se sont actuellement intéressées aux trajectoires de développement du power-to-gas, l'étude méta-analyse de l'OFATE[14] indique d'ailleurs : « La plupart des scénarios prévoit de ce fait le recours aux électrolyseurs et aux installations de méthanation seulement à partir de 2030 environ ». On peut trouver quelques données sur des points intermédiaires avant 2050 :

- France, 2030 : ADEME[2] : 2 TWh gaz, 1,3 GW installé
- France, 2030 : négawatt[15] : 3 TWh gaz

En considérant une part régionale identique à l'évaluation de 2050 (en 13%), on retient en 2030 un potentiel maximum de 0,3 TWh<sub>elec</sub><sup>38</sup>.

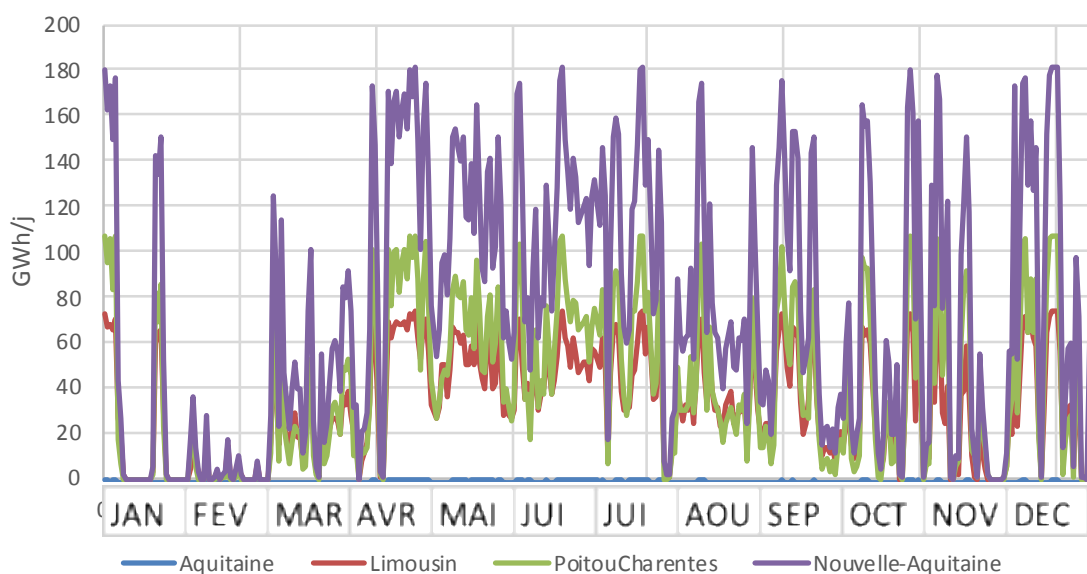
A la différence des autres filières de production qui fonctionnent en base (leurs ressources peuvent facilement être stockées ou produites de manière régulière), le power-to-gas, dans sa version optimisée, fonctionnera de manière discontinue (Figure 25), en se positionnant aux heures les moins contraignantes pour le système électrique, c'est-à-dire les heures où la production en électricité renouvelable sera tendanciellement excédentaire par rapport aux usages traditionnels de l'électricité. Ainsi pour chaque scénario le facteur de charge est précisé. On note que la ressource n'est pas uniformément répartie, et que l'Aquitaine ne présente pas de ressource. Pour rappel, cette évaluation issue de l'étude ADEME[13] est le résultat d'une modélisation du système électrique, ainsi elle prend en compte notamment les productions d'électricité renouvelables météo-dépendantes, les consommations régionales, et les capacités des réseaux de transport à exporter/importer des régions voisines. D'autres études prenant en compte de manière plus détaillée le système électrique (maille départementale ou plus fine, réseau de distribution) et le réseau de gaz pourraient induire des modifications de cette répartition. Il en va de même si d'autres choix de développement du parc de production électrique sont choisis.

Tableau 21 – Potentiel power-to-gas en 2050

	PtG bas (France 65 TWhe)			PtG Haut (France 207 TWhe)		
	Elctricité	Facteur de charge		Elctricité	Facteur de charge	
	TWhe	%	h	TWhe	%	h
Poitou-Charentes	6,8	36%	3 130	15,2	45%	3 910
Aquitaine	0,0	-	-	0,0	-	-
Limousin	1,6	45%	3 950	12,1	45%	3 940
<b>Nouvelle-Aquitaine</b>	<b>8,4</b>	<b>37%</b>	<b>3 280</b>	<b>27,4</b>	<b>45%</b>	<b>3 920</b>

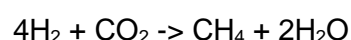
<sup>38</sup> On peut néanmoins souligner que le démarrage de la filière pourra s'appuyer sur des usages mixtes avec des valorisation direct d'hydrogène, en particulier de la production d'hydrogène industriel voire de mobilité.

Figure 25 - Répartition de la ressource électrique pour le PtG (PtG Haut)



### 3.2.7.2 CO<sub>2</sub>

Au-delà du besoin d'électricité, le power-to-gas, dans sa version power-to-methane, a besoin de dioxyde de carbone pour produire le méthane, la réaction de méthanation s'écrivant comme suit :



Les sources de CO<sub>2</sub> pour cette réaction peuvent être de plusieurs types :

- Épuration du biogaz ou du syngas, c'est source présentent plusieurs intérêts :
  - Ressource « fatale » (coût financier ou énergétique nul)
  - Bonne pureté
  - Fonctionnement continu
- Secteur industriel, CO<sub>2</sub> essentiellement issu de procédés de combustion. Fonctionnement relativement continu, mais faible concentration dans les fumées (quelques pourcents, <30%), nécessite donc un système de captage plus ou moins complexe en fonction des fumées (coût énergétique et financier)
- Chaufferies pour chauffage bâtiment : peu adapté, car en plus d'être faiblement concentré en CO<sub>2</sub>, leur fonctionnement est en général fortement saisonnier, ce qui rend difficile leur utilisation en été.
- Centrales électriques thermiques : pas adaptées, car en plus d'être faiblement concentrée en CO<sub>2</sub>, leur fonctionnement ne coïncide pas avec ceux du power-to-gas. En effet, plus on va aller vers un système électrique renouvelable plus on aura besoin d'avoir des centrales électriques thermiques qui fonctionnent en pointe. Elles fonctionneront pendant les heures où les énergies de flux (éolien et PV) ne seront pas suffisantes pour satisfaire la demande d'électricité : durant ces heures, le power-to-gas ne fonctionnera pas.
- CO<sub>2</sub> de l'air : son grand intérêt est sa disponibilité géographique, mais son grand défaut est son extrêmement faible concentration en CO<sub>2</sub> (0,04%) et nécessite donc un système d'extraction coûteux financièrement et énergétiquement.



Dans la modélisation, la quantité de CO<sub>2</sub> disponible pour la méthanation, issue des unités de méthanisation et pyrogazéification, est estimée en fonction du parc installé (annexe 9.11).

Pour l'industrie, une évaluation a été faite à partir du bilan de consommation d'énergie du secteur industriel, réparti par type d'énergie. Les données utilisées sont celles de l'AREC<sup>39</sup> et du SRADDET pour la projection jusqu'en 2050. Les quantités de CO<sub>2</sub> disponibles sont pondérées pour prendre en compte différentes limitations décrites dans le Tableau 22. Les hypothèses retenues sont détaillées en annexe 9.4.

Tableau 22 - Contraintes sur la mobilisation des sources CO<sub>2</sub> pour le power-to-gas

1	Adaptation au captage	Pour le CO <sub>2</sub> issu de combustion, les concentrations de CO <sub>2</sub> sont faibles - Nécessité de mettre en œuvre des procédés complexes de captage qui sont difficilement adaptables aux petites installations et encore moins en cas de fonctionnement discontinu ou à faible taux de charge (ex : chauffage bâtiment). Ces sources sont donc écartées.
2	Proximité au réseau de gaz	Sont considérées comme sources de CO <sub>2</sub> potentielles seulement les sources provenant de sites raccordés au réseau de gaz ou proche.
3	Saisonnalité	On considère dans une première approche que la source de CO <sub>2</sub> alimente en flux tendu l'unité de méthanation (pas de stockage). Pour ne pas altérer la disponibilité du power-to-gas qui fonctionne de manière discontinue (voir Figure 25) il faut qu'un débit de CO <sub>2</sub> correspondant à son fonctionnement nominal soit disponible à tout moment. La valeur retenue pour ce paramètre représente un ordre de grandeur de la saisonnalité de la production de CO <sub>2</sub> (débit mini / débit moyen)

Au total, on évalue un potentiel allant jusqu'à 24,2 TWh<sub>eqCH4</sub><sup>40</sup> pour la méthanation à partir de CO<sub>2</sub> du secteur industriel. Le détail par département est présenté sur le Tableau 23. Ce potentiel ne prend pas en compte le facteur de charge du power-to-gas<sup>41</sup>. Par exemple si l'on considère un facteur de charge moyen de 50%, le potentiel tombe à 12 TWh<sub>eqCH4</sub>. Il reste néanmoins possible de compenser cette baisse de potentiel due au facteur de charge du power-to-gas en installant des unités de stockage de CO<sub>2</sub> qui induisent toutefois des coûts supplémentaires de liquéfaction et stockage (voir 3.3.3).

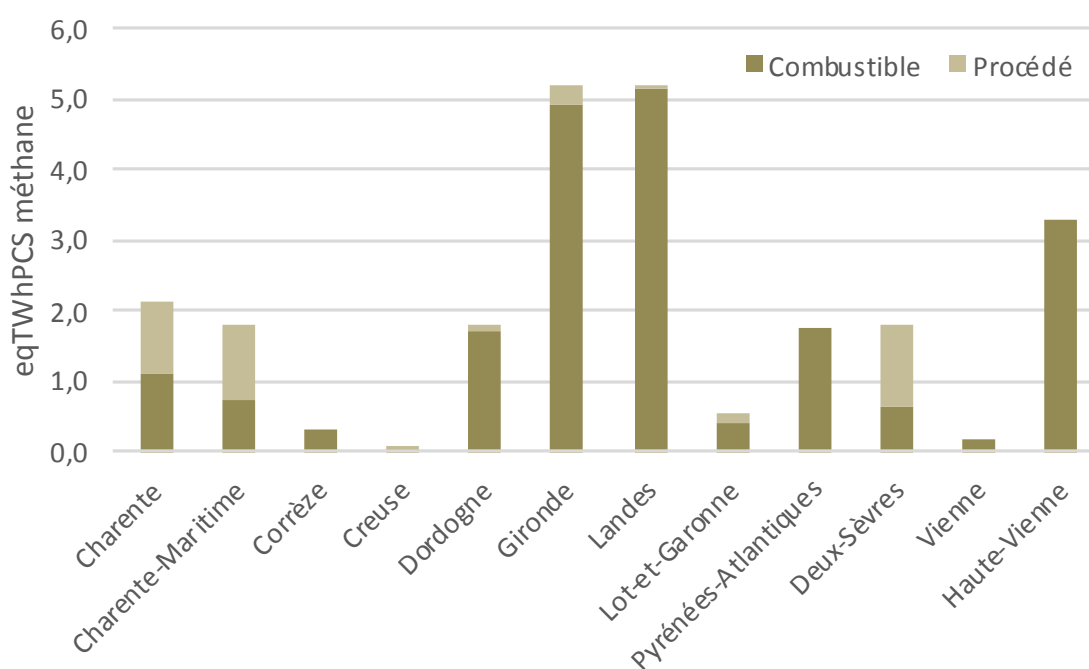
<sup>39</sup> Données détaillées de la consommation d'énergie du secteur de l'industrie en nouvelle-Aquitaine, ainsi que les émissions hors combustion (typiquement cimenterie : décarbonatation du CaCO<sub>3</sub>)

<sup>40</sup> Il faut environ 180 tCO<sub>2</sub> pour produire 1 TWh<sub>PCS</sub> de méthane

<sup>41</sup> Ni la répartition de la ressource électrique pour alimenter le power-to-gas (cf 3.2.7.1)

Tableau 23 – Potentiel de production méthane à partir de CO<sub>2</sub> du secteur industriel, en 2050<sup>42</sup>

eqTWh CH4	Combustible	Procédé	Total
Charente	1,1	1,0	2,1
Charente-Maritime	0,7	1,1	1,8
Corrèze	0,3	0,0	0,3
Creuse	0,1	0,0	0,1
Dordogne	1,7	0,1	1,8
Gironde	4,9	0,2	5,2
Landes	5,2	0,0	5,2
Lot-et-Garonne	0,4	0,1	0,5
Pyrénées-Atlantiques	1,8	0,0	1,8
Deux-Sèvres	0,7	1,2	1,8
Vienne	0,2	0,0	0,2
Haute-Vienne	3,3	0,0	3,3
<b>Total NA</b>	<b>20,4</b>	<b>3,8</b>	<b>24,2</b>

Figure 26 - Potentiel de production méthane à partir de CO<sub>2</sub> du secteur industriel, en 2050

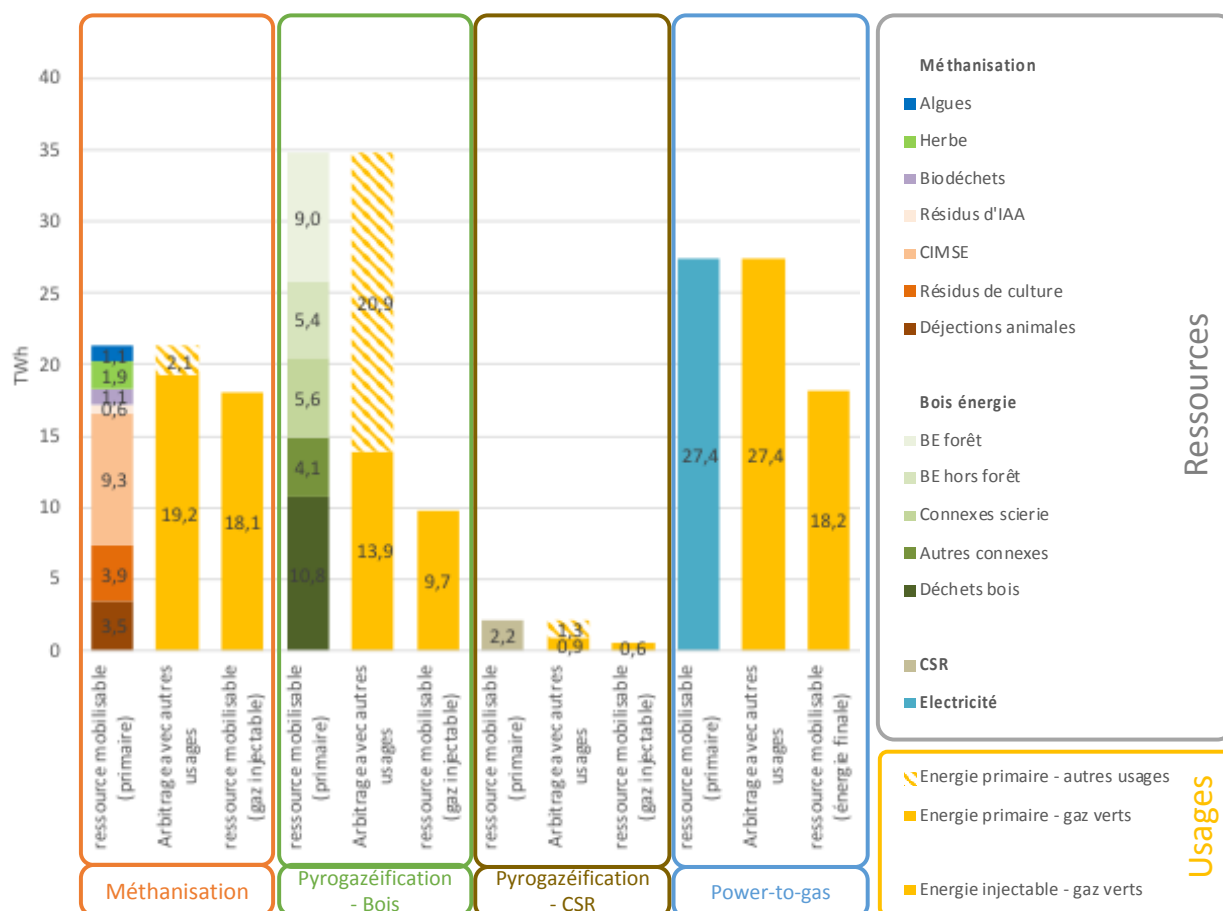
<sup>42</sup> Ces valeurs ne prennent pas en compte l'effet facteur de charge du power-to-gas, qui est pris en compte en fonction du scénario

### 3.2.8 Bilan ressources

La Figure 27 reprend les évaluations des ressources mobilisables décrites dans les paragraphes précédents.

Pour chaque filière, est indiqué l'arbitrage réalisé pour l'allocation de la ressource à d'éventuels autres usages énergétiques (cogénération, production d'électricité, chaleur), ceux-ci sont fixés par les éléments communiqués lors de la réalisation du SRADDET. Par soustraction à la ressource mobilisable, on obtient la ressource disponible pour une valorisation « gaz vert ». Enfin la dernière colonne correspond à la quantité d'énergie injectable dans les réseaux, qui prend en compte, en plus, les rendements de transformation pour la production de méthane (94% pour la méthanisation, 70% pour la pyrogazéification et 66% pour le power-to-gas, voir le chapitre 3.3)<sup>43</sup>.

Figure 27 – Bilan de la ressource mobilisable pour la production de gaz verts en 2050



Remarque : Énergie en PCS, sauf pour le bois et les CSR (PCI), et l'électricité (énergie électrique)

<sup>43</sup> Les rendements font référence au rapport de l'énergie du méthane produit divisée par l'énergie de l'intrant. L'énergie du méthane est en PCS. Pour les intrants, pour la méthanisation, le pouvoir méthanogène en PCS est considéré, pour la pyrogazéification le PCI du bois ou du CSR, et enfin pour le power-to-gas, l'électricité.

### 3.3 Définition et positionnement des unités de production de gaz vert

Une fois le potentiel de production de gaz vert établi (cf. chapitre précédent), il convient de positionner les unités de production et de les prioriser dans le temps. La mise en œuvre des ressources est caractérisée par le développement d'unités de production. Chaque filière est décrite par un certain nombre d'unité type avec leurs performances technicoéconomiques associées.

Tous les coûts sont calculés en LCOE (levelized cost of energy) avec un taux d'actualisation (TA) de 5% pour rester comparable à l'étude nationale ADEME[1]. Dans les conditions simplifiées de modélisation des unités de production, ils correspondent aux coûts de production permettant d'atteindre un TRI projet avec impôt et taxe de 5%<sup>44</sup>, soit une valeur inférieure au TRI actuellement observé dans la filière biométhane. Pour rappel, une étude de sensibilité avait été menée dans l'étude nationale montrant un surcoût moyen de 8-9% sur le coût moyen du MWh de gaz dans un système 100% gaz verts si un taux d'actualisation de 10% était retenu.

#### 3.3.1 Méthanisation

16 tailles d'unités de méthanisation sont modélisées afin de pouvoir s'adapter aux différentes densités d'intrants d'un territoire. Les performances technico-économiques sont basées sur celles retenues dans l'étude ADEME nationale[1], elles sont synthétisées sur le Tableau 24. Pour rappel il était pris en compte, comme évolution des coûts d'ici à 2050<sup>45</sup> :

- Sur la partie investissement :
  - -10% sur la partie méthaniseur
  - -40% sur la partie épurateur
- Sur la partie OPEX (hors approvisionnement matière) : -10%

Ces valeurs aboutissent à une baisse des coûts de production de l'ordre de 10%<sup>46</sup> sans considérer d'évolution sur le mix et les coûts des intrants (voir annexe 9.9). C'est une hypothèse plus conservatrice que celle présentée dans la synthèse de l'étude ENEA[16], où les baisses atteignables d'ici 2030 sont évaluées à environ 30%.

Les valeurs de coûts sont uniquement données pour les unités ayant un débit d'injection supérieur ou égal à 70 Nm<sup>3</sup>/h<sup>47</sup>. Ces unités de petite taille sont néanmoins utilisées dans les zones de faible densité d'intrants et considérées en cogénération. Pour les unités supérieures, la répartition entre cogénération et injection est ajustée pour atteindre les objectifs de valorisation en cogénération fixés par le SRADDET.

La manière dont sont utilisées les données économiques de l'étude nationale ADEME est précisée dans l'annexe 9.9.

<sup>44</sup> Plus d'information sur ce sujet sont en annexe 9.8

<sup>45</sup> Hypothèses à dire d'expert Solagro

<sup>46</sup> Ce calcul est fait pour un taux d'actualisation de 5% identique en 2015 et en 2050. Si de plus on retient que les taux d'actualisation baissent de 10% à 5% en 2050, pour prendre en une baisse des risques, la baisse des coûts de production atteint environ 20%.

<sup>47</sup> Actuellement, on considère qu'il est économiquement difficile rentabiliser un projet de méthanisation en injection

Tableau 24 – Caractéristiques des unités de méthanisation

Unité	Energie primaire	Energie finale	Débit moyenne méthane	Rendement	Capex		Opex techniques		LCOE-hors coût matière (TA5%)		Equivalent puissance électrique cogénération
					2015	2050	2015	2050	2015	2050	
	GWhPCS/a	GWhPCS/a	Nm <sup>3</sup> /hCH <sub>4</sub>	%	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	kWe
U1	440	410	5	94%							20
U2	1 310	1 230	14	94%							60
U3	2 180	2 050	23	94%							100
U4	3 500	3 290	37	94%							160
U5	6 550	6 160	70	94%	574	461	51	46	97	83	300
U6	13 110	12 320	139	94%	446	360	43	39	79	68	600
U7	21 840	20 530	232	94%	371	301	38	34	68	58	990
U8	30 580	28 750	325	94%	328	267	35	32	61	53	1 390
U9	39 320	36 960	418	94%	299	244	33	30	57	50	1 790
U10	48 060	45 170	511	94%	278	228	32	29	54	47	2 180
U11	56 790	53 390	604	94%	262	214	31	28	52	45	2 580
U12	65 530	61 600	697	94%	249	204	30	27	50	43	2 980
U13	74 270	69 810	790	94%	238	195	29	26	48	42	3 380
U14	83 010	78 030	883	94%	228	188	28	25	46	40	3 770
U15	96 110	90 350	1 023	94%	216	178	27	24	44	38	4 370
U16	148 540	139 630	1 581	94%	185	153	24	22	39	34	6 750

La durée de vie des unités de méthanisation est de 20 ans. A la fin de cette période il est considéré une rénovation lourde avec un coût d'investissement réduit de 50% par rapport à une unité neuve sur un nouveau site<sup>48</sup>.

Le Tableau 25 présente les coûts d'exploitation liés à la matière. Ils peuvent être négatifs lorsque l'unité de méthanisation perçoit une redevance pour traiter une matière (exemple biodéchets). Ces coûts incluent également ceux nécessaires à la gestion aval du digestat, ils correspondent à une moyenne des coûts récents observés<sup>49</sup>. Ces coûts sont considérés constants sur toute la période.

Tableau 25 – Coûts d'exploitation matière (source : ADEME[1])

Intrant	Achat matière	Transport	Epannage évité	Gestion digestat	Total	
	€/tMB	€/tMB	€/tMB	€/tMB	€/tMB	€/MWh <sub>PCSprimaire</sub>
Déjections	0	5	-2	3	6	20
Pailles	50	0	0	2	52	24
CIMSE	25	0	0	3	28	40
Résidus d'IAA	-15	0	0	3	-12	-10
Biodéchets	-15	0	0	3	-12	-21
Herbe	25	0	0	3	28	35
Algues	25	0	0	3	28	47

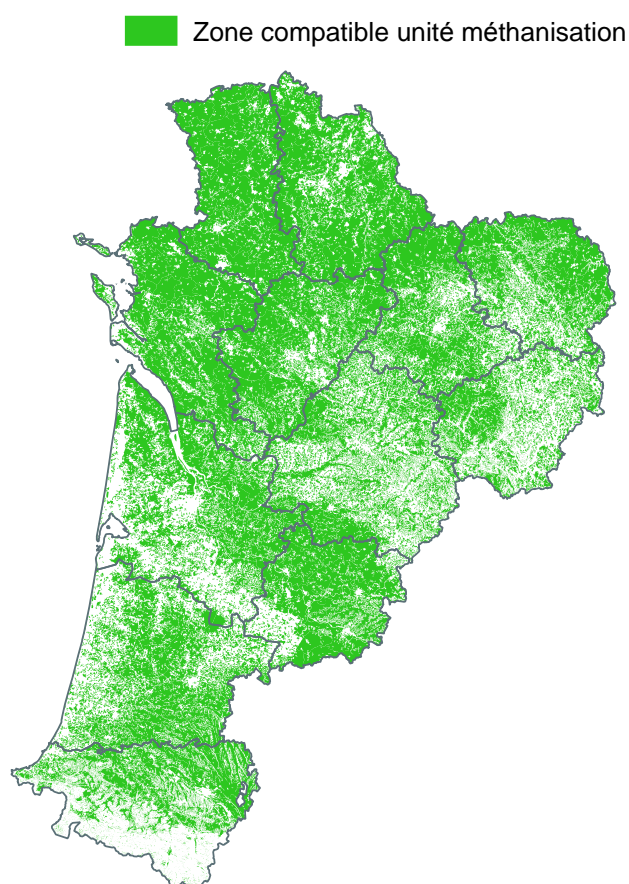
<sup>48</sup> Une partie des équipements (par exemple compresseurs, pompes...) d'une unité de méthanisation est maintenu en service avec des coûts de renouvellement intégrés aux coûts de maintenances (GER). Par ailleurs, certains ouvrages (bâtiments, stockage matière, digesteur en béton) ont des durées de vie bien au-delà de 20 ans.

<sup>49</sup> Des variations assez importantes peuvent apparaître d'un projet à l'autre, en fonction du contexte local, en particulier sur les déchets d'IAA ou les biodéchets.

L'étude de l'adaptation du réseau (voir partie 5) nécessite de positionner le parc de méthaniseurs sur le territoire. La procédure est la suivante :

- Pour chaque canton, la ressource méthanisable (cf 3.2) est convertie en unités de méthanisation. Pour cela, la taille « type » adaptée au canton est définie en calculant l'énergie primaire méthanisable contenue dans un cercle de rayon 6 km<sup>50</sup>, le nombre de ces unités type est ensuite défini pour atteindre l'énergie totale mobilisable sur le canton. Une unité de taille inférieure peut ensuite être ajoutée pour s'approcher au plus près du total canton.
- Une fois le parc défini pour chaque canton de la région, les unités sont réparties géographiquement sur le canton de manière homogène. Des restrictions sont néanmoins prises en compte concernant la zone d'implantation d'une unité de méthanisation. Sont interdits :
  - Les zones urbanisées
  - Les forêts
  - Les lacs et rivières
  - Les zones avec une pente supérieure à 15%

Figure 28 – Zone retenue possible pour l'implantation d'un méthaniseur



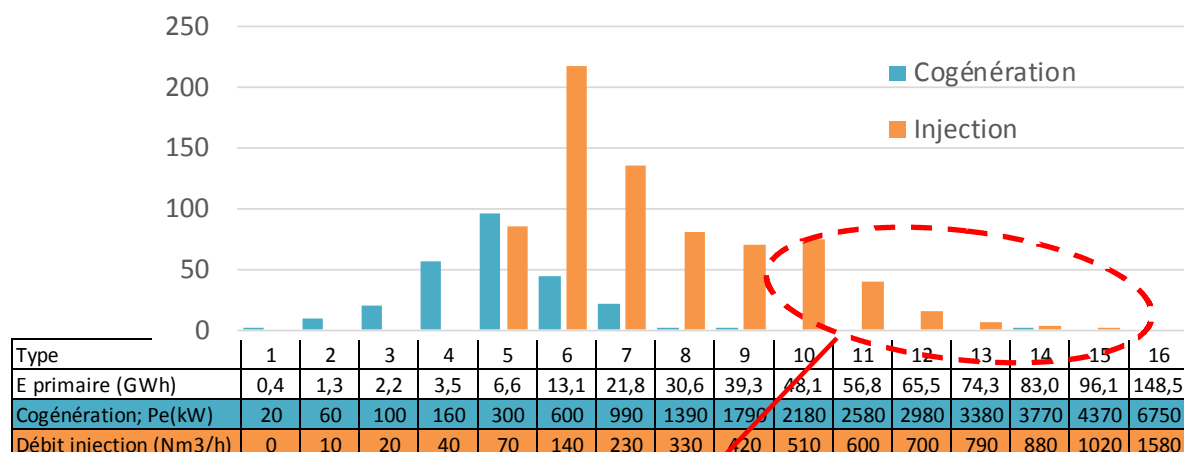
---

<sup>50</sup> Ordre de grandeur d'un rayon de collecte d'une unité de méthanisation, même si certaines ressources peuvent parfois être collectées beaucoup plus loin. Dans la réalité, la zone de collecte n'est pas un disque, il s'agit ici d'une approximation pour les besoins de modélisation.

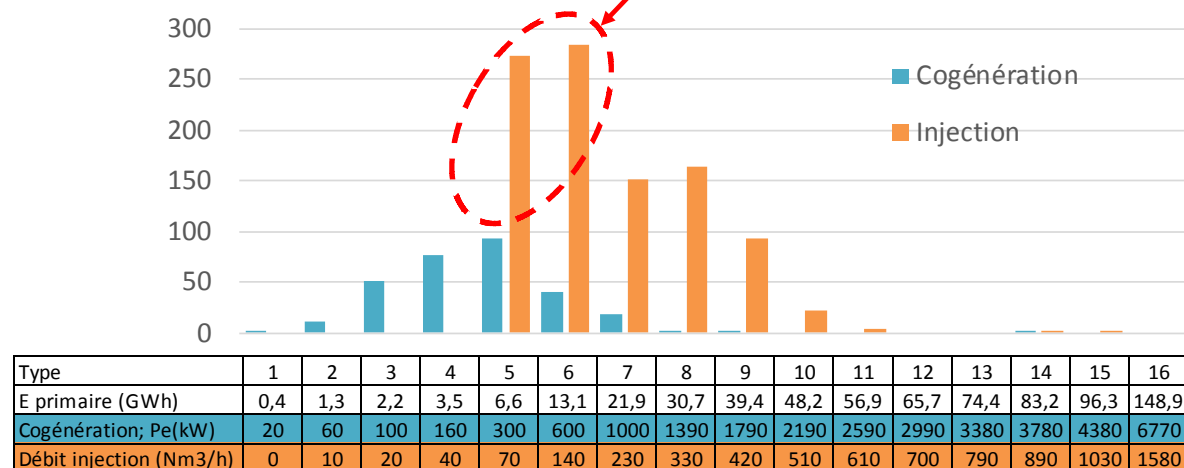
L'hypothèse du « rayon de collecte » impacte le parc, plus le rayon est petit, plus les unités seront petites et leur nombre important, et inversement. Afin de voir la sensibilité à cet effet, une variante de calcul a été effectuée avec un rayon à 5 km.

En prenant un rayon de 5km, le nombre d'unité U5 et U6 en injection augmente sensiblement, alors que celui des unités U8 et supérieur diminue. L'impact sur le coût global est évalué au paragraphe 6.1.1.

### Référence – R = 6 km



### Variante – R = 5 km



### 3.3.2 Pyrogazéification

Les performances technico-économiques sont basées sur celles retenues dans l'étude ADEME nationale[1], elles sont synthétisées sur le Tableau 26. On retient une taille unique équivalent 11,1 MWPCS<sup>51</sup>.

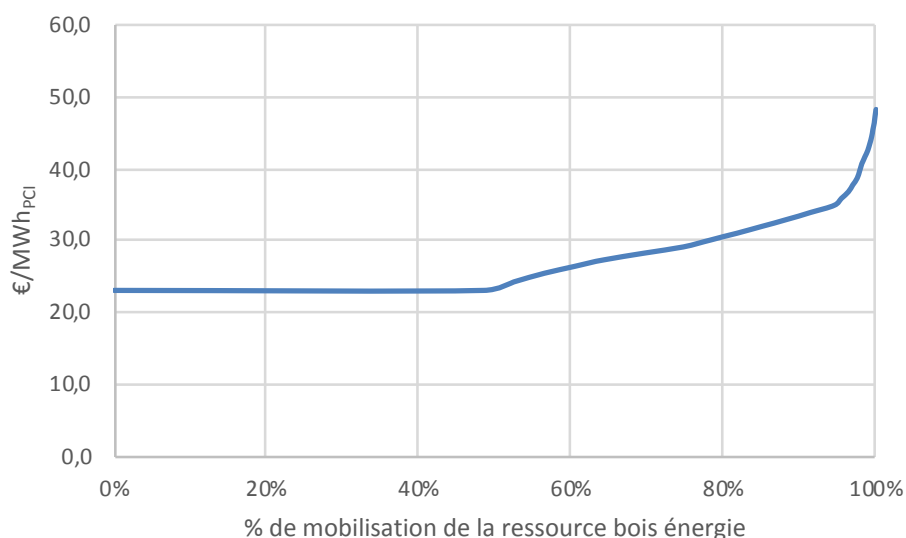
<sup>51</sup> Il s'agit d'une taille moyenne, pour simplifier la modélisation. Des unités plus petites de 3-5 MW, mais aussi des unités de tailles plus importantes pourraient se développer.

Tableau 26 – Caractéristiques des unités de pyrogazéification (source : ADEME[1])

	unité	2015	2030	2050
Investissement spécifique	€/kWgaz	3 500	3 000	2 500
Coût de fonctionnement fixe	%inv/a	0	0	0
Rendement gaz	%	70%	70%	70%
Rendement chaleur	%	15%	15%	15%
Durée de vie	a	20	20	20
heure de fonctionnement	h	7 500	7 700	8 000
Réduction CAPEX en rénovation	%	-30%	-30%	-30%
Puissance gaz	MWPCS	11,1	11,1	11,1
Production annuelle	GWhPCS/a	83	86	89
Puissance combustible	MWPCI	15,9	15,9	15,9
Consommation combustible	GWhPCI/a	119	122	127
Bois @PCI @3,6 MWh/t	t/a	33 100	34 000	35 300

Les coûts d’approvisionnements en bois énergie sont précisés sur la Figure 29. Ils sont croissants avec la part de mobilisation de la ressource (il faut prendre en compte le bois énergie également utilisé pour d’autres valorisations : chaleur et cogénération). Le bois énergie est une ressource mobile (forte densité énergétique comparée aux intrants méthanisables), les prix auront donc tendance à s’aligner sur les coûts de production des ressources les plus difficiles à récolter. Pour les CSR, il est considéré une redevance de -7,7 €/MWh<sub>PCI</sub> transport compris[1].

Figure 29 – Coût d’approvisionnement en bois énergie (source : ADEME[1])



### 3.3.3 Power-to-gas

Les performances technico-économiques sont basées sur celles retenues dans l’étude ADEME nationale[1], elles sont synthétisées sur le Tableau 27.



Tableau 27 - Caractéristiques des unités de power-to-gas (source : ADEME[1])

	unité	2015	2030	2050
Investissement spécifique	€/kWgaz	4 100	2 080	1 510
Coût de fonctionnement fixe	%inv/a	5%	5%	5%
Rendement gaz	%	55%	65%	66%
Rendement chaleur	%	36%	25%	23%
Durée de vie	a	20	20	20

Les tailles des unités sont basées sur les flux de CO<sub>2</sub> continus des sources de CO<sub>2</sub> associées<sup>52</sup>.

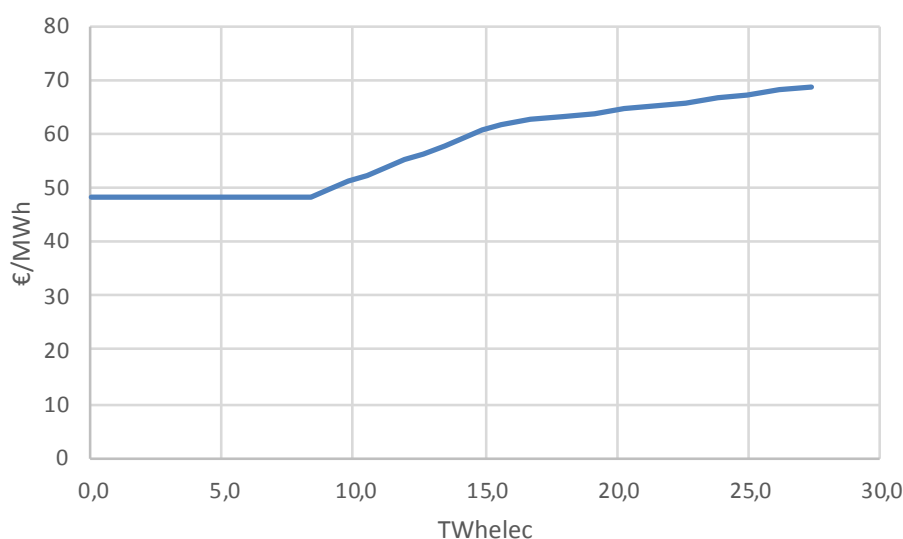
Tableau 28 – Taille des unités de power-to-gas

Source CO <sub>2</sub>	MWPCS
Méthanisation U5	0,6
Méthanisation U6	1,1
Méthanisation U7	1,9
Méthanisation U8	2,6
Méthanisation U9	3,3
Méthanisation U10	4,1
Méthanisation U11	4,8
Méthanisation U12	5,6
Méthanisation U13	6,3
Méthanisation U14	7,1
Méthanisation U15	8,2
Méthanisation U16	12,6
Pyrogazéification	5,7
Industrie	24,0

Le coût d’approvisionnement retenu est le coût moyen entre les deux variantes utilisées dans l’étude ADEME nationale. Il varie entre 48 et 70 €/MWh (Figure 30) selon la ressource mobilisée.

<sup>52</sup> Pour l’unité « industrie », il a été considéré un flux de CO<sub>2</sub> correspondant à un site moyen d’une usine raccordée au réseau de gaz transport en France (en 175 GWh/a).

Figure 30 – Coût d’approvisionnement de l’électricité



Pour le CO<sub>2</sub>, le coût d’approvisionnement est considéré nul s’il est issu de l’épuration du biogaz et syngas, car il s’agit de sources fatales et relativement pures. Pour le CO<sub>2</sub> capté sur des industries, il est considéré un coût de captage de 40 €/tCO<sub>2</sub>, augmenté de 60 €/tCO<sub>2</sub> si besoin d’être stocké[1].

La méthode utilisée pour décrire en unités de production le besoin de power-to-gas est le suivant :

1. La disponibilité de l’électricité fixe la répartition du power-to-gas sur la base d’un découpage sur les 3 anciennes régions (voir 3.2.7.1)
2. Le parc cible est ensuite défini choisissant les unités par cout croissant de la ressource CO<sub>2</sub> :
  - a. Power-to-gas associé aux méthaniseurs et pyrogazéifieurs présent sur les régions,
  - b. Le CO<sub>2</sub> « industriels »
  - c. Si les besoins de CO<sub>2</sub> dépassent toutes ces utilisations en utilisation du flux continue de CO<sub>2</sub>, plus de capacités peuvent être développées en intégrant des systèmes de stockage de CO<sub>2</sub> (pour utiliser du CO<sub>2</sub> produit en dehors des périodes de fonctionnement du power-to-gas)

### 3.3.4 Synthèses des couts de production

La Figure 31 résume et compare les coûts de production des unités de production selon les filières et selon l’année de construction. Les coûts de transformation prennent en compte l’amortissement de l’investissement plus les coûts techniques d’exploitation. Les coûts matière prennent en coûts les coûts liés aux intrants. Les hypothèses détaillées sont précisées dans les parties précédentes.

Pour la filière méthanisation, les coûts de transformation sont très dépendant de la taille, avec un facteur deux entre une unité U5 (70 Nm<sup>3</sup>/hCH<sub>4</sub>) et U15 (1000 Nm<sup>3</sup>/hCH<sub>4</sub>). Les couts « matières » correspondent au cout du mix moyen d’intrants considérés aux années de construction. On observe que le coût global est quasi stable : les baisses sur les coûts de transformation étant compensé par l’augmentation des coûts des matières (moins de déjections animale et plus de

CIMSE dans le mix d'intrant, voir 3.2.4. Les coûts de la méthanisation sont donc compris entre 65 et 120 €/MWh.

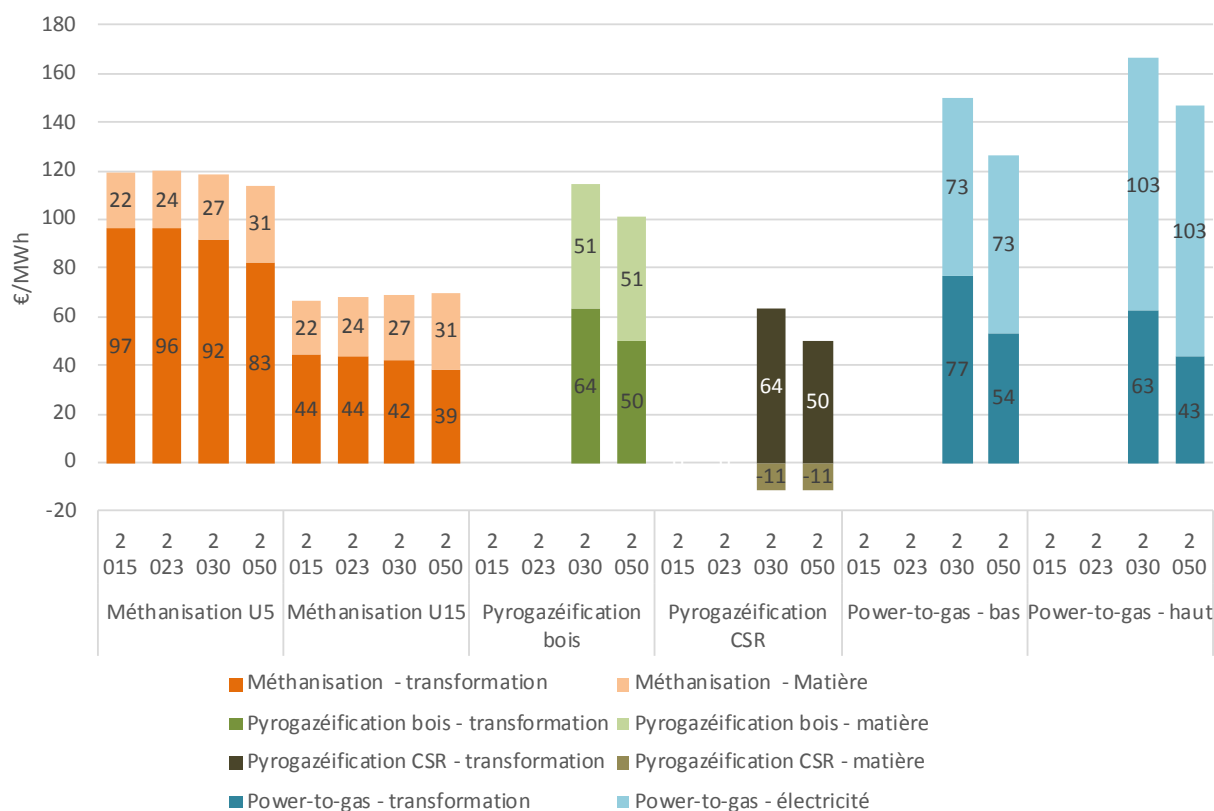
Pour la pyrogazéification, il est considéré que la technologie sera commercialement développée vers les années 2030 avec des potentiels de baisse de coûts de transformation de plus de 20% jusqu'en 2050. Les coûts matières diffèrent beaucoup entre les CSR représentant – 11 €/MWh (redevance de traitement) et les bois énergie représentant un cout moyen équivalent à 51€/MWh<sub>PCS</sub> mais pouvant monter à 68 €/MWh si toute la ressource est mobilisée.

Comme la pyrogazéification, le power-to-gas et peut potentiellement se développer commercialement après 2030, avec des potentiels importants de baisse de coûts de transformation (-30%) jusqu'en 2050. La part correspondant aux approvisionnements électriques correspondent à une part élevée comprise entre 73 et 103 €/MWh selon le niveau de power-to-gas développé. A cela peut s'ajouter des couts d'approvisionnement en CO<sub>2</sub> si besoin de capturer (entre 7 et 10 €/MWh<sub>PCS</sub>).

En conclusion, en prenant à la fois les aspects de couts de production et les aspects de maturité des filières voire même disponibilité de la ressource pour le power-to-gas (voir détail en partie 3.2.7.1), dans chaque scénario, les filières sont mobilisées selon l'ordre suivant :

1. Méthanisation
2. Pyrogazéification
3. Power-to-gas

Figure 31 – Synthèse des coûts de production des nouvelles unités selon les filières de production


**Remarques :**

- **Signification des coûts « matière » :**
  - Méthanisation : Coûts nets d'approvisionnement en intrants et de gestion du digestat ; moyenne sur le mix d'intrant
  - Pyrogazéification Bois : prise en compte du prix moyen du bois énergie 36€/MWh<sub>PCI</sub>, mais selon la part de ressource mobilisée le prix moyen du bois énergie est évalué entre 23 et 48 €/MWh soit un impact sur le prix du gaz de 33 à 68 €/MWh<sub>PCS</sub>.
  - Pyrogazéification CSR : Coûts d'approvisionnement de -8€/MWh<sub>PCI</sub> (redevance) équivalent en cout production gaz à -11 €/MWh<sub>PCS</sub>
  - Power-to-gas : Correspond au prix de l'électricité différent selon le niveau de développement de la filière et du système électrique associé (variantes « bas » et « haut »)
- **Pour le power-to-gas :**
  - les variantes « bas » et « haut » induisent aussi un nombre d'heure de fonctionnement différent, ce qui impacte les coûts de transformation (amortissement de l'investissement)
  - Les coûts présentés sur le graphique considèrent une source de CO<sub>2</sub> « gratuite », il faudrait ajouter environ 7 €/MWh<sub>PCS</sub> pour prendre en compte du captage sur fumées de combustion et 10 €/MWh<sub>PCS</sub> en ajoutant un système de stockage.



# Modélisation

4.

**DES DEUX  
TRAJECTOIRES  
RETENUES**

## 4. Modélisation des deux trajectoires retenues

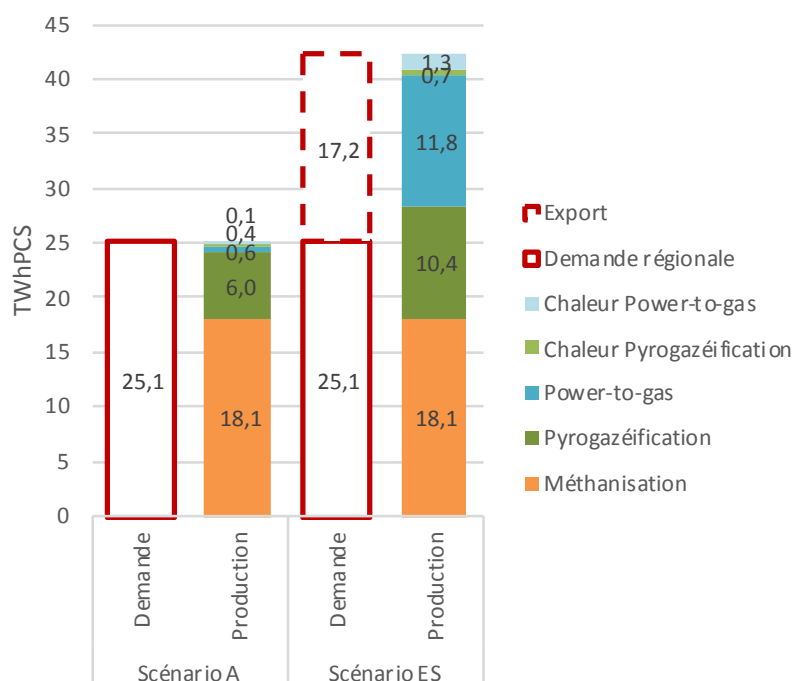
Deux scénarios de demande sont retenus pour 2050 (Figure 32). Le scénario A « Nouvelle-Aquitaine Autonome », dans lequel les gaz verts sont développés jusqu'à permettre de couvrir les besoins régionaux (25,1 TWh), et le scénario ES « Nouvelle-Aquitaine exportatrice et solidaire » dans lequel la Région produit plus de gaz vert que son besoin, afin de contribuer à atteindre l'autonomie au niveau national. Ce scénario correspond à la contribution de la région dans le premier scénario appelé « 100%EnR&R » de l'étude nationale publiée par l'ADEME[1] : elle mobilise toutes ses ressources pour les filières méthanisation et pyrogazéification et développe fortement la filière power-to-gas (11,8 TWhPCS) pour atteindre un niveau d'exportation retenu est de 17 TWh.

Dans le scénario A, la grande majorité de la demande est couverte par la filière méthanisation (18,1 TWh), la plus mature et la moins chère, suivi par la pyrogazéification (6 TWh). Le power-to-gas est développé faiblement en produisant 0,6 TWh. En réalité, cette filière, aux coûts de production les plus élevés n'est pas nécessaire du point de vue de la demande de gaz, mais pourrait l'être du point de vue du système électrique. Par ailleurs, le scénario A peut aussi être vu comme un point d'étape avant d'atteindre les objectifs du scénario ES décalés de quelques années : le besoin en power-to-gas devra donc être anticipé.

Dans le scénario ES, toutes les filières de production de méthane renouvelable contribuent, la pyrogazéification mobilise toutes ses ressources pour atteindre 10,4 TWh<sub>PCS</sub> de production, et le power-to-gas près de 12 TWh<sub>PCS</sub>.

Remarque : quel que soit le scénario, le total de production de gaz est légèrement inférieur à la demande, du fait qu'il a été pris en compte la valorisation d'une partie de la chaleur fatale dégagée par les unités de pyrogazéification et power-to-gas en fonctionnement<sup>53</sup>.

Figure 32 – Bilan Demande-Production 2050



<sup>53</sup> L'hypothèse retenue prend en compte une valorisation de 30% de la chaleur coproduite en substitution de demande de gaz.

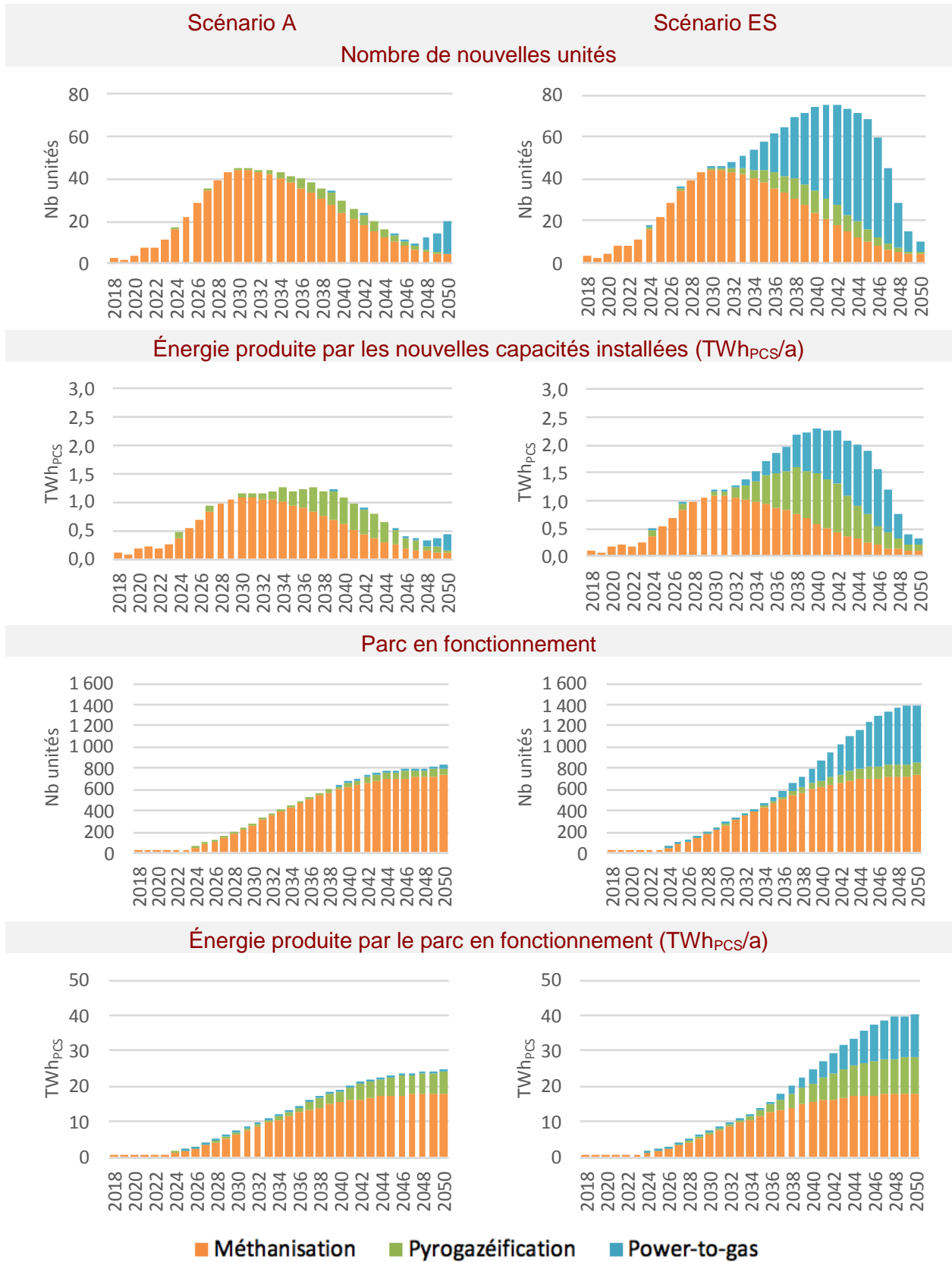
Les trajectoires de développement des unités de production sont présentées sur la Figure 33.

La trajectoire de méthanisation est identique dans les deux scénarios : à chaque fois le potentiel maximum est exprimé en 2050. Il est considéré que cette filière atteint un maximum de développement en 2030 (= nombre de nouvelles unités installées maximum), avec un peu plus de 40 unités de méthanisation en injection installées dans l'année. Cette même année le parc atteint 265 unités en fonctionnement pour une production annuelle de 6,6 TWh<sub>PCS</sub>.

Pour la pyrogazéification, quelques démonstrateurs sont encore nécessaires avant le déploiement qui a lieu après 2030. Ainsi en 2030, 3 unités pour un total de 0,3 TWh<sub>PCS</sub> pourraient être en fonctionnement. Ensuite selon le scénario, la filière pourrait atteindre de 67 (scénario A) à 116 (scénario ES) unités, soit de 6 à 10 TWh<sub>PCS</sub> de gaz injectés dans les réseaux.

Enfin le power-to-gas, bénéficierait également de quelques démonstrateurs d'ici 2030, de 1 à 3 ont été modélisés selon le scénario pour une production allant de 2 GWh<sub>PCS</sub> à 10 GWh<sub>PCS</sub>. Après 2030, dans le scénario ES, le power-to-gas passe en phase déploiement avec un pic de nouvelles unités en 2045 estimé à une cinquantaine d'unités mise en service par an. En 2050, le parc atteindrait pour ce même scénario environ 550 unités pour une production de 12 TWh<sub>PCS</sub>. Dans le scénario A, le déploiement du power-to-gas est décalé de 15 ans, en 2050 le nombre d'unité arriverait à 35, pour une énergie injectée de 0,6 TWh<sub>PCS</sub>.

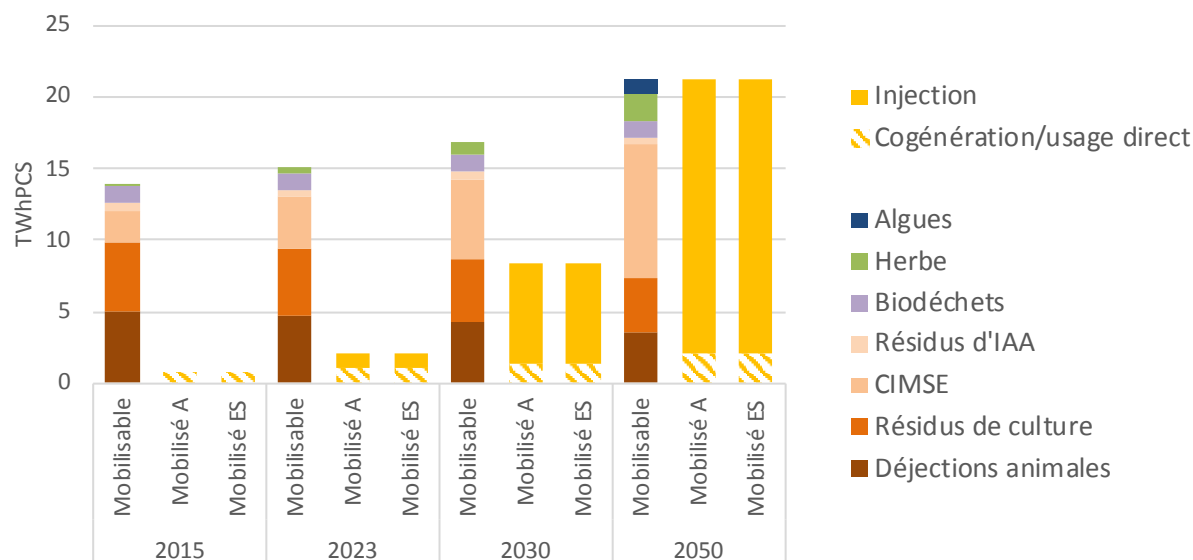
Figure 33 – Trajectoire de développement des unités de production de gaz verts





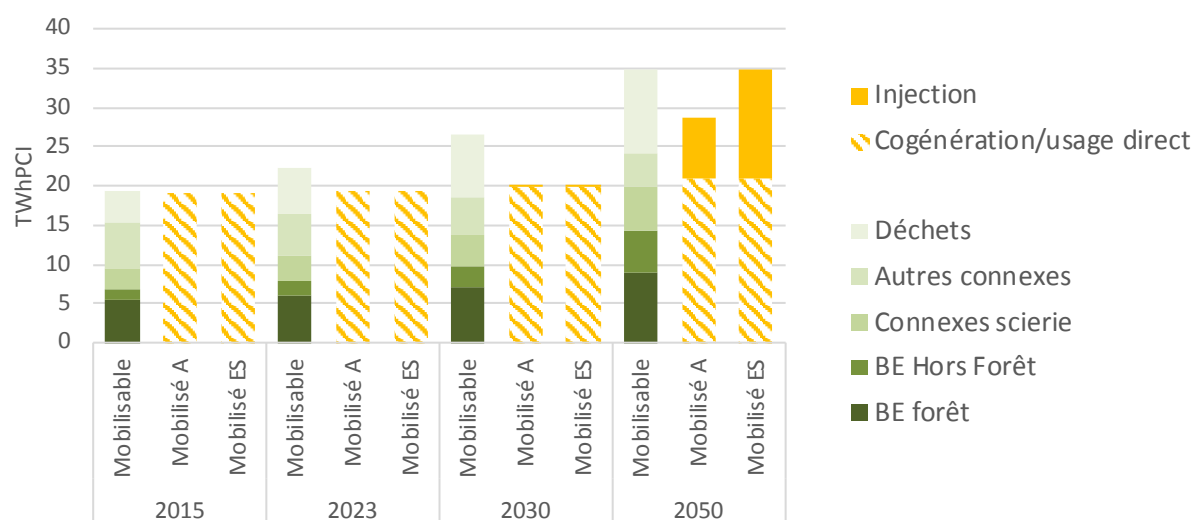
Les développements de la filière méthanisation (incluant les usages directs ou en cogénération) mobilise environ 50% de la ressource mobilisable en 2030 et 100% en 2050 (Figure 34), le développement est identique dans les deux scénarios.

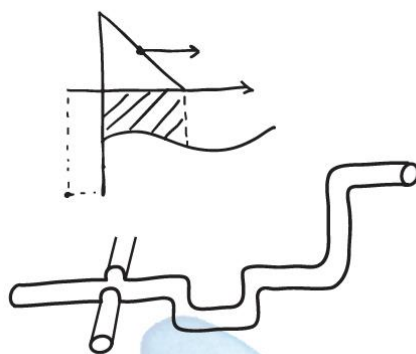
Figure 34 – Mobilisation de la ressource méthanisable



Les développements de la filière bois énergie (incluant les usages directs ou en cogénération) mobilise environ 75% de la ressource mobilisable en 2030 et entre 80% (scénario A) et 100% (scénario ES) en 2050 (Figure 35). Pour le scénario A, la ressource mobilisée en 2050 est sensiblement équivalente à la ressource mobilisable identifiée pour 2030, soit ce qui est prévu à cet horizon dans le PRFB. On remarque par ailleurs, que la ressource nécessaire pour alimenter la pyrogazéification est sensiblement équivalente aux connexes (scieries et autres).

Figure 35 – Mobilisation de la ressource bois énergie





*Adaptation*  
**DES RÉSEAUX  
GAZIERS**

5.

## 5. Adaptation des réseaux gaziers

### 5.1 Modélisation du réseau existant

#### 5.1.1 Différence avec l'étude nationale

En introduction, on précise que la modélisation des réseaux de gaz présente deux enrichissements par rapport à l'étude nationale : l'un portant sur la zone étudiée et l'autre sur la variété des niveaux de pression pris en compte sur le réseau de gaz. Le tableau ci-dessous détaille ces différences.

	Etude nationale	Etude régionale
Champ de modélisation	4 études séparées sur 4 départements-types aux caractéristiques assez différentes : Vendée, Cher, Somme, Drôme	Une seule modélisation sur l'ensemble des 12 départements de la Région
Niveaux de pression considérés	Uniquement deux niveaux : transport et distribution	Quatre niveaux : MPB, MPC, transport régional, transport national

#### 5.1.2 Eléments sur les réseaux de gaz

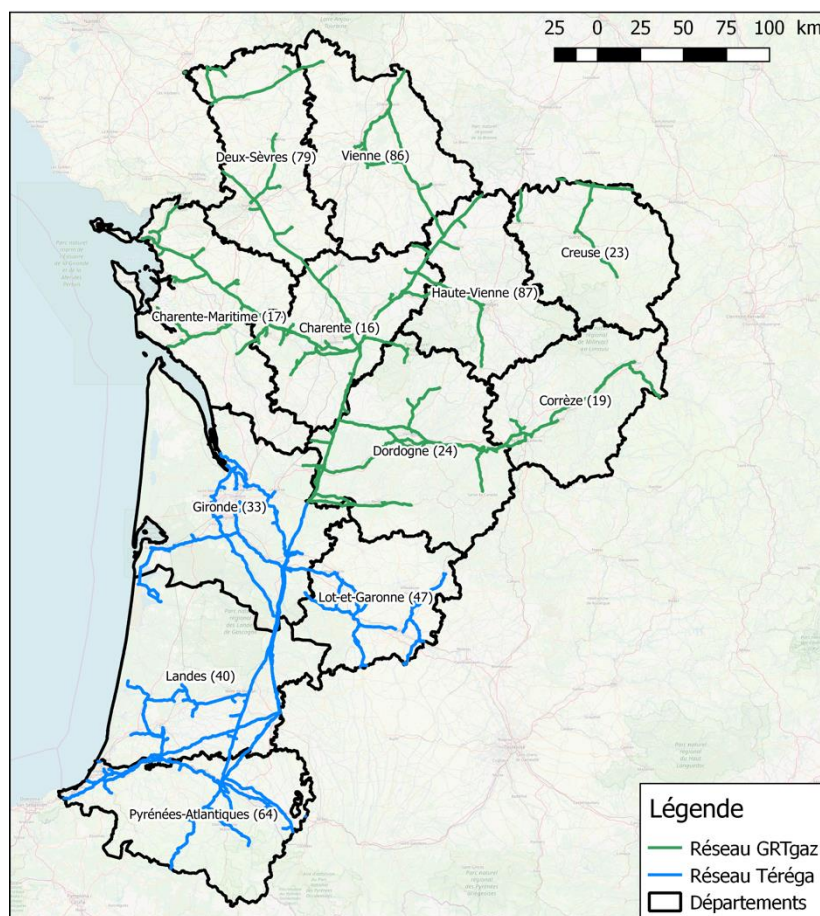
Les réseaux gaziers en Nouvelle-Aquitaine, comme sur le reste du territoire national, sont composés de deux entités distinctes : le réseau de transport et le réseau de distribution.

##### 5.1.2.1 Le réseau de transport de gaz

Le réseau de transport a pour fonction d'acheminer le gaz sur des grandes distances, vers ou depuis les autres régions de France, les pays voisins ainsi que les infrastructures de stockage de gaz. Il est exploité par GRTgaz dans les ex-régions Limousin et Poitou-Charentes ainsi que dans le département de la Dordogne, et par Téréga (anciennement TIGF) dans les quatre autres départements de la Région, comme illustré sur la carte de la Figure 36. Le réseau de transport est exploité à des pressions maximales de service (PMS)<sup>54</sup> élevées, entre 30 et 85 bars environ. Cette gamme de pression est qualifiée de « Haute Pression » (HP).

<sup>54</sup> La pression maximale sous laquelle une canalisation de gaz fonctionne en exploitation normale.

Figure 36 – Carte des réseaux de transport de gaz sur la Région



Dans le cadre de cette étude, le réseau de transport a été discriminé en deux niveaux « hiérarchiques » selon les niveaux de pression :

- Les artères de réseau de transport avec des PMS supérieures à 60 bars environ sont qualifiées de « réseau de transport national », ou « grand transport ». C'est notamment le cas de la grande artère qui traverse la région du nord au sud.
- Les artères de réseau de transport avec des PMS entre 30 et 60 bars sont qualifiées de « réseau de transport régional ».

Téréga et GRTgaz ont activement participé aux groupes de travail de la présente étude, et ont fourni les données géographiques du tracé des réseaux qu'ils exploitent.

### 5.1.2.2 Le réseau de distribution

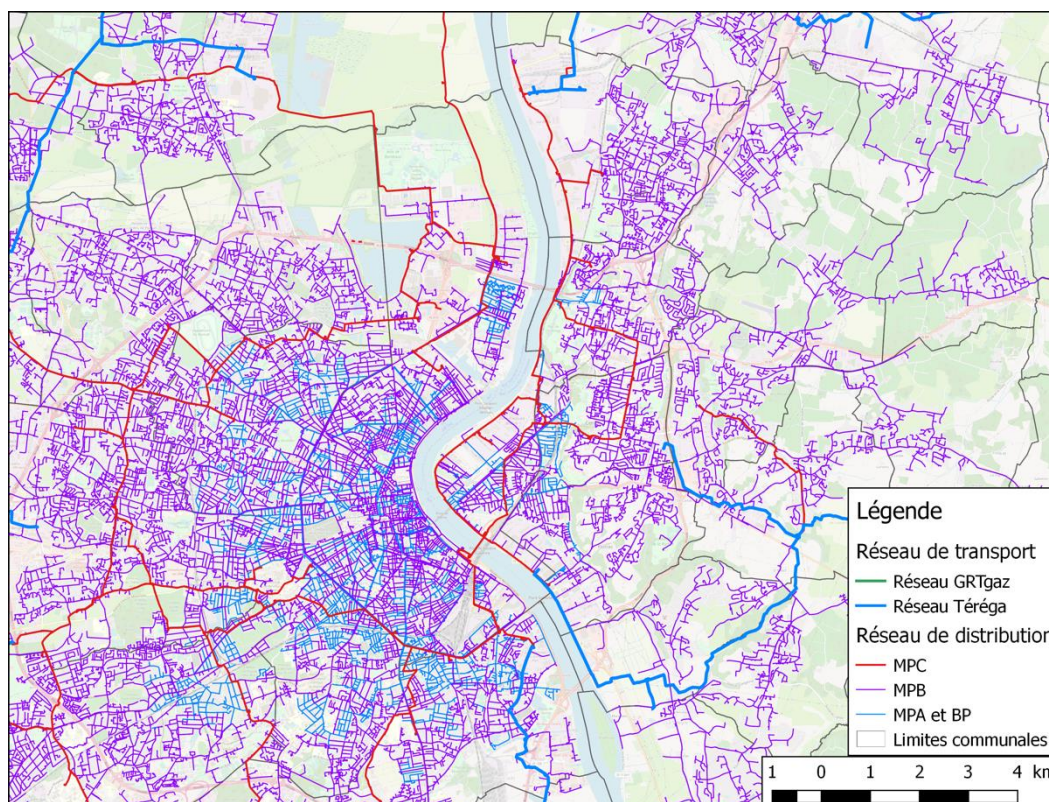
Sauf dans le cas de gros consommateurs (industries notamment), le gaz n'est généralement pas consommé directement depuis le réseau de transport (HP), mais depuis des réseaux de distribution fonctionnant à moyenne pression (MP) voire à basse pression (BP), qui assurent la desserte locale en gaz. Les interfaces entre le réseau de transport et les réseaux de distribution sont les postes de détente HP/MP. Sur les 4405 communes de la Région, environ 1000 sont desservies par un réseau de distribution de gaz naturel.

Les niveaux de pression rencontrés sur les réseaux de distribution sont les suivants :

- Moyenne pression C (MPC) : 4 à 25 bars
- Moyenne pression B (MPB) : 50 millibars à 4 bars
- Moyenne pression A (MPA) : 20 à 50 millibars
- Basse pression (BP) : 20 millibars

Les réseaux MPB/MPA/BP assurent la desserte locale fine, tandis que les réseaux MPC jouent un rôle intermédiaire entre transport et desserte locale fine. La carte de la Figure 37 donne un aperçu de la structure géographique des réseaux de distribution de gaz.

Figure 37 – Aperçu du réseau de distribution dans le secteur de Bordeaux



Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz dans la Région sont les suivants :

- GRDF
- Régaz Bordeaux
- Sorégies
- Séolis
- Gascogne Energies Servies (GES)
- Régie du gaz de Bazas
- Régie municipale de La Réole
- Régie municipale de Laruns

Certains agissent dans le cadre d'un contrat de concession avec une collectivité, définissant une délégation de service public (DSP), tandis que d'autres opèrent en tant que régie.

GRDF, Régaz Bordeaux, Sorégies et Séolis ont activement participé aux groupes de travail de la présente étude, et ont fourni les données géographiques du tracé des réseaux qu'ils exploitent.

### 5.1.3 Coût de fonctionnement du réseau existant

#### 5.1.3.1 Principes d'études

Le coût du réseau gazier à horizons 2023, 2030 et 2050 se découpe en deux parties :

- D'une part le coût du réseau existant
- D'autre part le coût de l'évolution du réseau liée à l'intégration des gaz verts

Nous nous intéresserons dans cette partie au coût du réseau existant. Il est fait l'hypothèse que les coûts du réseau existant vont rester stables aux différents horizons de temps étudiés, et que seule l'assiette de répartition de ces coûts va évoluer (du fait de l'évolution des consommations). Cette hypothèse se justifie par le maintien de la consommation à un niveau proche des consommations actuelles, qui justifie le maintien de l'infrastructure gazière actuellement en place.

### 5.1.3.2 Réseau de transport

Deux opérateurs de réseau de transport sont présents sur le territoire de la Région, GRTgaz et Téréga. Le réseau de transport de gaz naturel est un secteur régulé, et la structure des coûts des opérateurs de réseau de transport est communiquée par l'autorité régulatrice, la Commission de régulation de l'énergie.

Le projet d'ATRT 6 (Accès des Tiers au Réseau de Transport), définissant le tarif d'accès au réseau de transport des usagers, dégage les principaux coûts du réseau de transport à l'échelle nationale par opérateur<sup>55</sup>. Les coûts du réseau se découpent comme suit pour Téréga :

Tableau 29 - Revenu autorisé de Téréga en 2018

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	76,3	77,8
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	-0,6
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	0,3
Charges de capital normatives	158,7	164,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-0,9	-0,4
Reversement inter-opérateurs	-	3,0
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>234,0</b>	<b>245,0</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+4,7 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	5,2	1,1
<b>Revenu autorisé</b>	<b>239,2</b>	<b>246,1</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+2,9 %

Les charges nettes d'exploitation représentent 77,5 M€ en 2018, et les charges de capital normatives 164,9 M€ en 2018. Le CRCP<sup>56</sup> est écarté du revenu autorisé, de même que le reversement inter-opérateurs, pour ne garder que les coûts récurrents. On obtient donc un coût de 242 M€/an pour l'intégralité du réseau de transport exploité par Téréga.

De la même manière, on obtient un coût annuel de 1 791,4 M€ pour le réseau de transport exploité par GRTgaz, avec 784,5 M€ de charges nettes d'exploitation et 1 006,9 M€ de charges de capital normatives.

<sup>55</sup> Délibération de la CRE du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1er avril 2018, <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Evolution-tarif-ATRT6-au-1er-avril-2018>

<sup>56</sup> Le CRCP (compte de régulation des charges et produits) est un dispositif de recouvrement des charges et des produits difficilement prévisibles et non maîtrisables. Son but est de combler les écarts entre les hypothèses retenues lors de l'élaboration du tarif d'une part, et les produits et charges réellement constatés d'autre part.

Tableau 30 - Revenu autorisé de GRT Gaz en 2018

GRTgaz, en M€ courants	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	763,9	777,1
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	5,4
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	2,0
Charges de capital normatives	993,4	1 006,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-27,9	-33,0
Reversement inter-opérateurs	-	-3,0
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>1 729,3</b>	<b>1 755,5</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+1,5 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	47,7	26,4
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1 777,1</b>	<b>1781,9</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+ 0,3 %

GRTgaz, en M€ courants	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	763,9	777,1
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	5,4
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	2,0
Charges de capital normatives	993,4	1 006,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-27,9	-33,0
Reversement inter-opérateurs	-	-3,0
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>1 729,3</b>	<b>1 755,5</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+1,5 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	47,7	26,4
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1 777,1</b>	<b>1781,9</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+ 0,3 %

Les coûts ne sont disponibles qu'à l'échelle nationale. Pour obtenir les coûts relatifs à la Région Nouvelle-Aquitaine, on affecte les coûts nationaux au prorata de la longueur de réseau de transport exploité dans la Région Nouvelle-Aquitaine par rapport à la longueur de réseau exploité au National.

Téréga et GRTgaz exploitent respectivement 2 779 km et 2 888 km de réseau de transport en Région Nouvelle Aquitaine, contre respectivement 5 080 km et 32 548 km de réseau de transport au niveau national<sup>57</sup>.

<sup>57</sup> Source : données cartographiques transmises et chiffres fournis par les gestionnaires de réseau de transport

Figure 38 - Calcul des coûts du réseau existant par opérateur

Opérateur	Charges nettes d'exploitation	Charges de Capital Normatives	Total 2018
GRT Gaz	784,5 M€	1006,9 M€	1791,4 M€
Téréga	77,5 M€	164,9 M€	242,4 M€

Opérateur	Longueur de réseau Région Nouvelle-Aquitaine	Longueur de réseau exploitée au national	Coût du réseau proratisé
GRT Gaz	2 888 km	32 548 km	159 M€
Téréga	2 779 km	5 080 km	132,6 M€

On obtient donc un coût final de **291,5 M€/an** pour le réseau de transport sur la Région Nouvelle-Aquitaine. Ce coût est à répartir sur l'intégralité de la consommation de gaz de la Région.

### 5.1.3.3 Réseau de distribution

Le réseau de distribution de gaz naturel dispose d'un plus grand nombre de gestionnaires, avec des tailles très variées. L'analyse du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution s'en trouve complexifiée : les tarifs varient en fonction des gestionnaires de réseau. Trois cas de figures peuvent de présenter :

1. *GRDF* : Calcul du coût du réseau de distribution exploité par GRDF
2. *ELD et régies présentant des comptes séparés* : Ces ELD et régies disposent de leur propre tarif de distribution, qui sera traité de manière similaire à celui du coût du réseau de GRDF
3. *ELD et régies ne présentant pas de comptes séparés* : Ces ELD et régies disposent d'un unique tarif commun. Dans ce cas :
  - a. *Si le linéaire de réseau de distribution est connu*, le coût du réseau est calculé en fonction du linéaire de réseau
  - b. *Si le linéaire de réseau de distribution n'est pas connu*, le coût du réseau est estimé en fonction du nombre de communes desservies

#### a ) Coût du réseau GRDF

L'ATRD<sup>58</sup> 5 fixe les revenus autorisés de GRDF, principal distributeur de gaz naturel sur la Région<sup>59</sup>. De manière analogue à ce qui a été fait pour le réseau de transport, nous pouvons extraire les coûts du réseau de distribution exploité par GRDF au niveau national, puis affecter une partie de ces coûts à la Région Nouvelle-Aquitaine par clé de répartition.

L'ATRD 5 indique les coûts suivants :

<sup>58</sup> L'ATRD (Accès des tiers au réseau de distribution) est le tarif (régulé par la CRE) qui rémunère les gestionnaires de réseau de distribution de gaz. C'est l'équivalent du TURPE pour le réseau de distribution d'électricité.

<sup>59</sup> <https://www.grdf.fr/documents/10184/3434562/Doc+1+Delib+Evolution+ATRD+Juillet+2018.pdf/05b03557-f20c-46fd-8513-b623d7d0b4> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 avril 2018 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2018



Tableau 31 - Revenus autorisés de GRDF sur la période couverte par l'ATRD 5

En M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 533,5	1 544,4	1 546,8	1 553,6	1 544,6
<i>Dont pertes et différences diverses</i>	<i>54,1</i>	<i>41,5</i>	<i>36,5</i>	<i>34,3</i>	<i>41,6</i>
<i>Dont développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux</i>	<i>51,8</i>	<i>54,3</i>	<i>58,0</i>	<i>57,6</i>	<i>55,4</i>
Impayés sur la part acheminement	-	-	-	-	-
Charges de capital normatives (CCN)	1 651,7	1 703,6	1 744,1	1 793,7	1 723,3
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015)	157,6	157,6	157,6	157,6	157,6
Revenu autorisé prévisionnel	3 342,8	3 405,6	3 448,5	3 504,9	3 425,5

Les impayés sur la part acheminement et l'apurement du CRCP sont retirés des montants considérés. Les Charges de Capital Normatives (CCN) contiennent des montants correspondant au déploiement de Gazpar, et qui sont donc des dépenses exceptionnelles. Cependant, sur la période précédente les dépenses concernant le déploiement de Gazpar représentent une valeur modérée de 140,3 M€.

Ces 140,3 M€ sont rémunérés par deux biais :

- Une dotation aux amortissements,  $140,3/10 = 14,3$  M€ (amortissement sur 10 ans de Gazpar)
- Un taux de rémunération sur la valeur nette de 5%, d'environ 1M€

Soit un total d'environ 15 M€. Étant donnée cette faible valeur, les CCN sont conservées telles quelles.

On obtient donc un coût du réseau de distribution pour GRDF de 2 968 M€/an à l'échelle nationale.

On utilise la longueur de réseau exploité comme clé de répartition des coûts. La longueur totale du réseau de distribution exploité par GRDF est de 200 750 km à l'échelle nationale, et de 20 020 km en Région Nouvelle-Aquitaine, soit un rapport de 9,97 %. Le coût du réseau de distribution GRDF en Région Nouvelle-Aquitaine est donc pris à **295,9 M€**.

### **b ) Coût du réseau des ELD et régions présentant des comptes séparés**

Deux ELD présentent des comptes séparés et bénéficient à ce titre d'un tarif particulier. Il s'agit de Régaz-Bordeaux et de Sorégies. Le tarif ATRD 5<sup>60</sup> précise les coûts du réseau suivants :

Tableau 32 - Revenus autorisés de Régaz Bordeaux en 2018, échelle nationale.

ELD	Charges nettes d'exploitation (en k€)	Incitation au développement des réseaux (en k€)	Charges de Capital Normatives (en k€)	Total estimé (en k€)
Régaz-Bordeaux	30 661	845	27 806	<b>59 312 k€</b>
Sorégies	401	46	2 530	<b>2 977 k€</b>

L'intégralité du réseau exploité par Régaz-Bordeaux se situe en Région Nouvelle-Aquitaine, aussi l'intégralité du coût du réseau est affectée à la Région, soit 59 312 k€.

<sup>60</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

Pour Sorégies, seules 22 des 40 communes desservies en gaz naturel sont situées en Région Nouvelle Aquitaine. Par proportionnalité, on affecte 1 637 k€ à la Région Nouvelle-Aquitaine.

### c ) Coût du réseau des ELD et régies ne présentant pas de comptes séparés

Pour ces communes, un unique tarif est défini par la Commission de Régulation de l'Energie. Au 1<sup>er</sup> Juillet 2019, ce tarif est fixé à 1,1501 fois le tarif de distribution de GRDF<sup>61</sup>. La Régie municipale de La Réole, la régie du gaz de Bazas et Gascogne Energies Services entrent dans ce périmètre. Par analogie, les coûts de réseaux de Séolis et de la Régie municipale de Laruns sont calculés de la même manière (en réalité ces réseaux ne sont pas dans le périmètre péréqué et disposent de leurs propres coûts, mais ces derniers ne sont pas connus).

#### ***ELD et régies pour lesquelles le linéaire de réseau est connu***

Pour les ELD et régies dont le linéaire de réseau est connu, un coût au kilomètre du réseau est calculé à partir du coût linéaire de réseau de GRDF. Ce dernier s'élève avec les hypothèses du 1 ci-dessus à 14,78 k€/km. Le linéaire de réseau en Région Nouvelle Aquitaine est connu pour la Régie Municipale de la Réole, Séolis et pour Gascogne Energies Services :

Tableau 33 - Coût du réseau existant pour les ELD et Régies dont le linéaire de réseau est connu

ELD	Coût du réseau estimé en k€
Régie Municipale de la Réole	1 398 k€
Gascogne Energies Services	2 602 k€
Séolis	923 k€

#### ***ELD et régies pour lesquelles le linéaire de réseau n'est pas connu***

Enfin, pour les ELD et régies dont nous ne connaissons pas le linéaire de réseau de distribution, le coût est calculé en fonction du nombre de communes desservies. Le coût par commune est pris égal à la moyenne des coûts de réseau par commune desservie des autres ELD et régies, hors Régaz Bordeaux (ce dernier présentant une typologie de réseau très urbaine qui ne correspond pas aux ELD et régies dont le coût de réseau reste à estimer). On obtient un coût moyen par commune desservie de 149 k€/an.

Tableau 6 - Coût du réseau existant pour les ELD et Régies dont le linéaire de réseau n'est pas connu

ELD	Coût du réseau estimé en k€
Régie du gaz de Bazas	447 k€
Régie Municipale d'électricité de Laruns	149 k€

### d ) Coût total du réseau de distribution

Le tableau ci-dessous résume les différents coûts de réseau de distribution estimés par GRD sur la Région Nouvelle-Aquitaine

<sup>61</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 mai 2019 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant du tarif commun au 1er juillet 2019

Tableau 34 - Résumé des coûts estimés du réseau de distribution existant sur la Région Nouvelle-Aquitaine

GRD	Coût du réseau estimé en k€
GRDF	295 936 k€
Regaz Bordeaux	59 312 k€
Gascogne Energies Services (GES - Aire sur l'Adour)	2 602 k€
Sorégies	1 637 k€
Régie municipale de La Réole	1398 k€
Séolis	923 k€
Régie du gaz de Bazas	447 k€
Régie municipale d'électricité de Laruns	149 k€
<b>Total</b>	<b>362 404 k€</b>

#### 5.1.3.4 Moyens de stockage

Les installations de stockage souterrain de gaz en France sont gérées par trois acteurs, Storengy, Téréga et Géométhane (Groupement d'intérêt économique entre Storengy et Géosud). Depuis juin 2017, l'injection de biométhane est autorisée dans les installations de stockage en France<sup>62</sup>.

Le stockage de gaz est régulé depuis le 1<sup>er</sup> Janvier 2018, par conséquence de la Loi N°2017-1839 du 30 décembre 2017, dite Loi Hydrocarbures. Un tarif d'Accès des tiers au Stockage (ATS1) a été défini à l'occasion. Les revenus autorisés pour les opérateurs de moyen de stockage de gaz sont les suivants<sup>63</sup> :

Tableau 35 - Revenus autorisé des opérateurs de stockage de gaz en 2018, source ATS1

Opérateur de stockage de gaz	Revenu autorisé
Storengy	523,1 M€
Téréga	153,4 M€
Géométhane	38,1 M€
<b>Total</b>	<b>714,6 M€</b>

En 2018, la consommation de gaz naturel s'élevait à 474,6 TWh PCS en France métropolitaine<sup>64</sup>, pour une consommation de 28,0 TWh<sub>PCS</sub> <sup>65</sup>en Région Nouvelle-Aquitaine en 2015. On affecte donc un coût de stockage actuel en Région Nouvelle-Aquitaine de **42,16 M€, soit un coût de 1,5 €/MWh<sub>PCS</sub>**.

Pour en déduire les coûts de stockage aux horizons 2023, 2030 et 2050, deux effets sont à prendre en compte :

<sup>62</sup> [Communiqué de presse commun de GRTgaz, Téréga et Storengy, juin 2017](#)

<sup>63</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane à compter de 2018

<sup>64</sup> Source : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2018-donnees-provisoires>

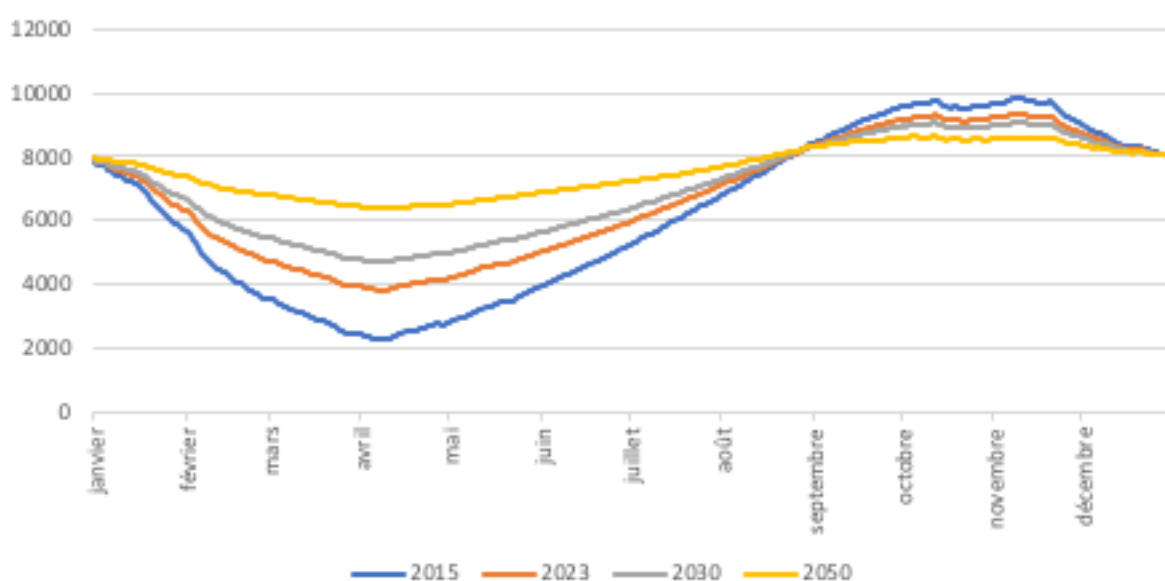
<sup>65</sup> Pour plus de détail se reporter au chapitre 3.1

- L'amplitude d'utilisation des moyens de stockage ;
- Les flux entrants et sortants des stockages.

### a ) Amplitude d'utilisation des moyens de stockage

En premier lieu, l'amplitude d'utilisation des stockages est étudiée aux différentes échéances. L'évolution des stocks de gaz est calculée via le différentiel entre consommation et production de gaz sur le territoire. Lorsque le système intègre encore une consommation de gaz naturel importée, on suppose que l'injection de gaz naturel sur le réseau est constante. Cette modélisation ne prend en compte que les besoins de la région, or les stockages situés sur la région sont utilisés pour des besoins hors de ce périmètre géographique : il s'agit donc d'une illustration du besoin régional.

Figure 39 - Évolution des stocks de gaz en GWh PCS selon les périodes



La tendance est à la diminution de la plage d'utilisation des moyens de stockage avec le développement de la production de gaz vert, et l'intégration d'une consommation moins saisonnière (isolation des bâtiments, développement du GNV notamment). La plage d'utilisation des moyens de stockage (écart entre quantité maximale et minimale de gaz stockée) décroît de 7 550 GWh en 2015) à 2 300 GWh en 2050 dans ce modèle.

### b ) Flux entrants et sortants des stockages

Les débits maximaux enregistrés (qu'ils soient entrants ou sortants dans les moyens de stockage) sont également en décroissance :

Tableau 36 - Évolution des débits maximum de soutirage et d'injection sur les stockages

Année	Débit maximal de soutirage (en GWh/jour)	Débit maximal en injection (en GWh/jour)
2015	146	57
2023	107	45
2030	86	40
2050	49	39

Dans ce cadre, les moyens de stockage existant suffiront à priori à satisfaire les besoins de la Région Nouvelle-Aquitaine aux différentes échéances prévues. La construction de nouveaux moyens de stockage n'est donc pas nécessaire pour les besoins de la Région. Il convient de rappeler que les moyens de stockage sont utilisés par une multitude d'acteurs extra-régionaux et que nous ne pouvons pas prévoir leur besoin en stockage dans le cadre de cette étude.

### c ) Hypothèse de coût retenue

La loi N°2017-1839 du 30 décembre 2017 (dite Loi Hydrocarbures) a également entraîné la suppression de l'obligation individuelle de stockage de gaz pour les fournisseurs de gaz naturel. Un mécanisme incitatif a été mis en place, permettant de s'assurer que le stock global de gaz naturel permettra de passer les pointes de consommation hivernales. Ce besoin de stockage permet de garantir une certaine utilisation des stockages, malgré la baisse des usages présentée ci-dessus.

On suppose dans cette étude que les stockages resteront à un niveau d'utilisation similaire à la situation actuelle, et donc que les coûts actuels seront maintenus aux horizons 2023, 2030 et 2050 dans l'intégralité des scénarios, à 1,5 €/MWh<sub>PCS</sub>.

#### 5.1.4 Modélisation du réseau à développer pour l'intégration des gaz verts

Dans le cadre du raccordement au réseau d'unités de production de biométhane (via les trois technologies suivantes : méthanisation, pyrogazéification et power-to-gas), on va s'intéresser aux débits de biométhane injectés dans les réseaux (il est équivalent de parler en termes de puissance injectée). En effet, on ne peut pas injecter une quantité illimitée de gaz dans le réseau.

Plus précisément, du fait des différents niveaux de pression rencontrés sur le réseau de gaz, le biométhane ne peut pas « remonter » sur le réseau : par exemple, une molécule de biométhane injectée dans une canalisation MPB ne pourra pas transiter vers des canalisations de niveau de pression supérieur (MPC ou transport). Cela implique que cette molécule de gaz injectée dans une canalisation MPB doit être consommée localement, c'est-à-dire depuis une canalisation MPB (ou d'un niveau de pression inférieur) qui est reliée au point d'injection. **Ainsi, les débits de biométhane injectables dans chaque zone du réseau de gaz dépendront étroitement des consommations locales. Il est donc nécessaire de connaître précisément les quantités de gaz consommées dans chaque zone du réseau**, ce que l'on fera à partir des consommations par commune/secteur d'activité, mais aussi en connaissant précisément comment le réseau de gaz dessert les communes.

Il est donc nécessaire de modéliser les réseaux de gaz en construisant une arborescence, c'est-à-dire un ensemble de relations « parent-enfant » entre les canalisations de différents niveaux de pression. Ainsi, toute canalisation sera associée à la canalisation de niveau de pression supérieure qui l'alimente, qui sera appelée son parent.

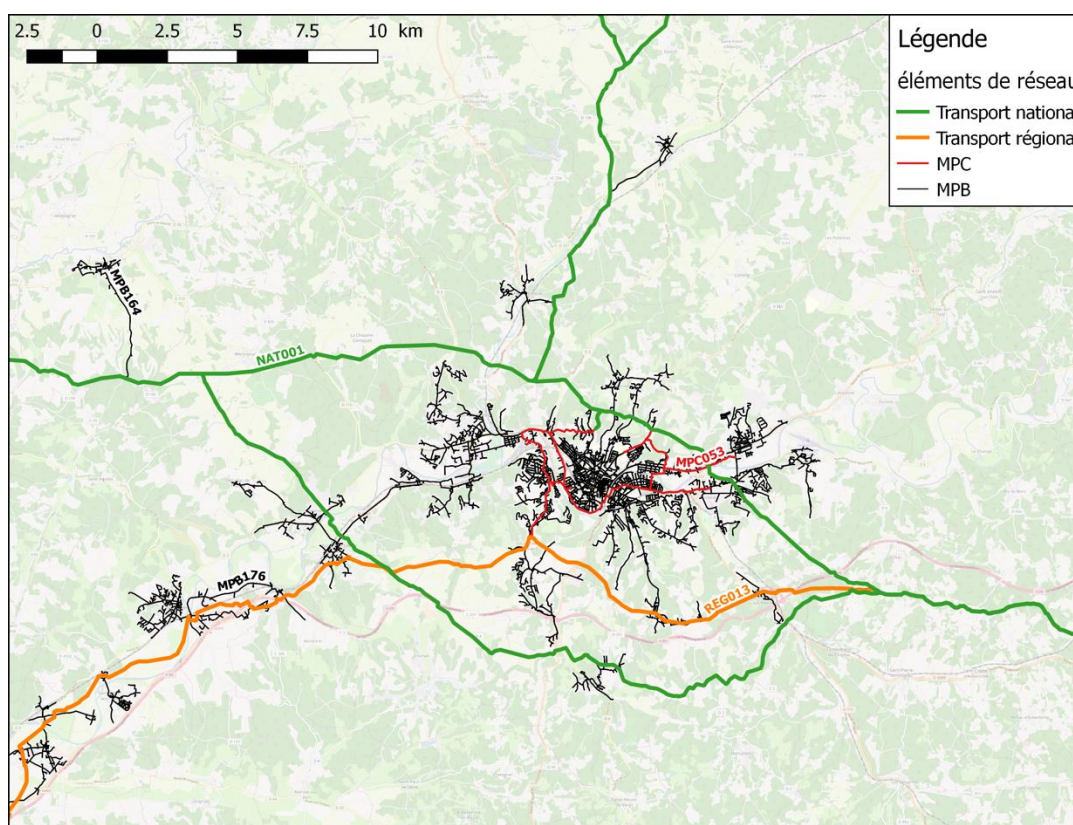
On définit un *élément de réseau* comme un ensemble de canalisations de même niveau de pression et qui sont reliées entre elles, de sorte que toute molécule de biométhane injectée dans un élément de réseau doit être consommée au sein de celui-ci, sauf si un rebours permet de faire « remonter » un excès de biométhane vers un élément de réseau de niveau de pression supérieur.

On définit des éléments de réseau de 4 niveaux de pression différents, dans l'ordre croissant<sup>66</sup> :

- MPB
- MPC
- REG (transport « régional »)
- NAT (transport « national »)

La carte de la Figure 40 représente les réseaux de gaz au voisinage de l'agglomération de Périgueux, ainsi que les différents éléments de réseau qui ont été définis dans cette zone. Notons que par souci de clarté de la carte, tous les noms des éléments de réseau MPB n'ont pas été affichés.

Figure 40 – Aperçu de l'arborescence réseau dans le secteur de Périgueux.



Cette modélisation permet alors de définir l'arborescence mentionnée ci-dessus : on associe à chaque élément de réseau de transport régional (REG) l'élément de réseau de transport national (NAT) ou Régional qui l'alimente ; puis on associe un parent à chaque élément de réseau MPC ; et ainsi de suite pour les éléments de réseau MPB.

Notons que le parent d'un élément de réseau n'est pas nécessairement un élément de réseau de niveau immédiatement supérieur : dans certaines situations, on peut par exemple passer

<sup>66</sup> On rappelle que la différence entre transport régional et transport national a été définie dans le paragraphe 5.1.2.1.

directement du réseau de transport national (NAT) à une canalisation MPB, sans avoir de canalisations REG ou MPC entre les deux.

On complète ensuite cette arborescence en rajoutant un étage en bas de la pyramide : les **communes** de la Région. Ce dernier étage présente des particularités :

- Une commune peut être alimentée par plusieurs éléments de réseau de même niveau, notamment les communes vastes.
- Une commune peut être alimentée par plusieurs éléments de réseau de niveaux différents, notamment si elle comporte simultanément des clients qui consomment sur le réseau de distribution (MPB/MPC) et d'autres qui consomment sur le réseau de transport (REG/NAT).

Comme une commune peut donc avoir plusieurs parents en même temps, il faut attribuer à chacun de ces parents un pourcentage de la consommation de gaz de la commune, en tenant compte des deux points de vigilance ci-dessus.

Concernant le deuxième point, les données de consommation fournies par les distributeurs permettent de discriminer les consommations du réseau de transport et du réseau de distribution.

Les consommations restantes sont donc consommées depuis la MPB ou depuis la MPC. Dans le cas où une commune est desservie à la fois par du réseau MPB et MPC, les consommations sont affectées en fonction de la typologie de consommateur :

- Les consommations résidentielles, tertiaires et relatives à la mobilité sont affectées au réseau MPB.
- Les consommations des secteurs agricoles et industriels sont affectées au réseau MPC.

Enfin, si la commune est desservie par plusieurs éléments de réseau de même niveau (par exemple par trois éléments MPB différents), on répartit les consommations associées à ce niveau au prorata des longueurs des éléments de réseau.

#### **5.1.5 Consommations attribuées par élément de réseau**

La méthode de détermination des consommations de gaz par commune et par secteur est présentée en partie 3.1. Pour les besoins de la modélisation, ces consommations doivent être affectées à des éléments de réseau.

L'arborescence réseau décrite dans le paragraphe 5.1.4 permet, en partant des consommations de gaz par commune/secteur d'activité modélisée au pas de temps journalier, de calculer les consommations quotidiennes sur chaque élément de réseau.

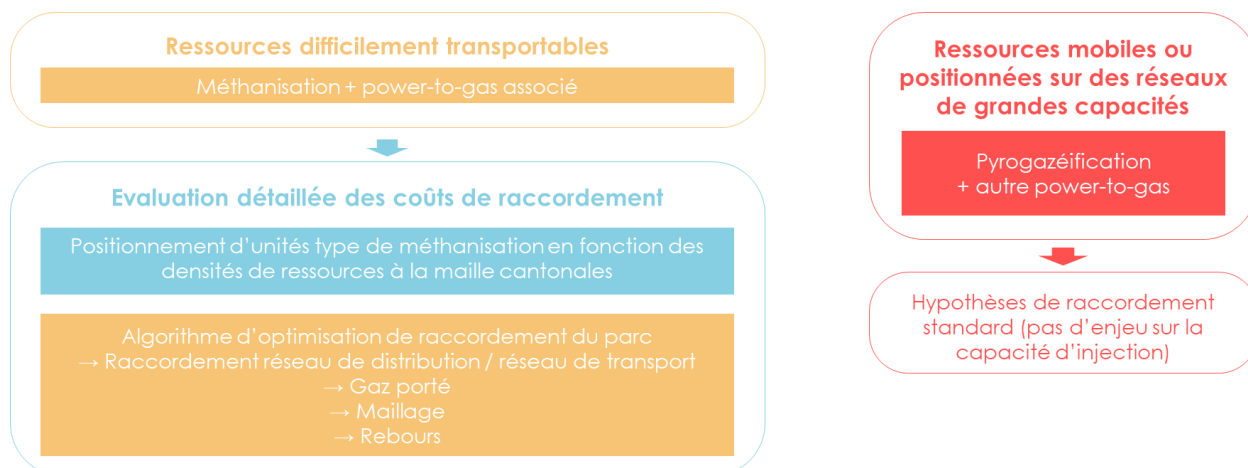
Les consommations sont ensuite remontées au parent de chaque élément réseau jusqu'au réseau de transport national. Cela permettra ensuite de déterminer la puissance injectable par élément de réseau, comme expliqué dans le paragraphe a ) 5.2.1.3a )

## **5.2 Modélisation du réseau à horizon 2050**

La modélisation du réseau à horizon 2050 a pour but de définir un état du réseau permettant le raccordement au réseau de gaz naturel des cibles de production de gaz renouvelables fixées dans les différents scénarios. Les états intermédiaires en 2023 et 2030 sont également étudiés.

La modélisation suit deux logiques différentes en fonction de la nature des intrants :

Figure 41 - Stratégie de modélisation selon la nature des ressources



Pour les ressources difficilement transportables, ce qui est notamment le cas des ressources méthanisables, un algorithme de modélisation du raccordement au réseau de gaz (5.2.1) a été développé. Ce dernier a pour but, à partir du positionnement des unités de méthanisation qui sont à raccorder au réseau de gaz, d'établir un état du réseau gazier permettant l'injection. Les unités de power-to-gas associées à des unités de méthanisation sont également intégrées à cette modélisation.

Pour les ressources mobiles ou positionnées sur des réseaux de grandes capacités, ce qui est le cas des unités de pyrogazéification et des unités de power-to-gas qui ne sont pas associées à des unités de méthanisation, des hypothèses standard de raccordement sur le réseau de transport ont été utilisées (5.2.2).

### 5.2.1 Raccordement des unités de méthanisation et de Power-to-gas associées

Le raccordement des unités de méthanisation et de power-to-gas associées est modélisé finement à l'aide d'un algorithme de modélisation du réseau gazier.

#### 5.2.1.1 Principe de l'algorithme

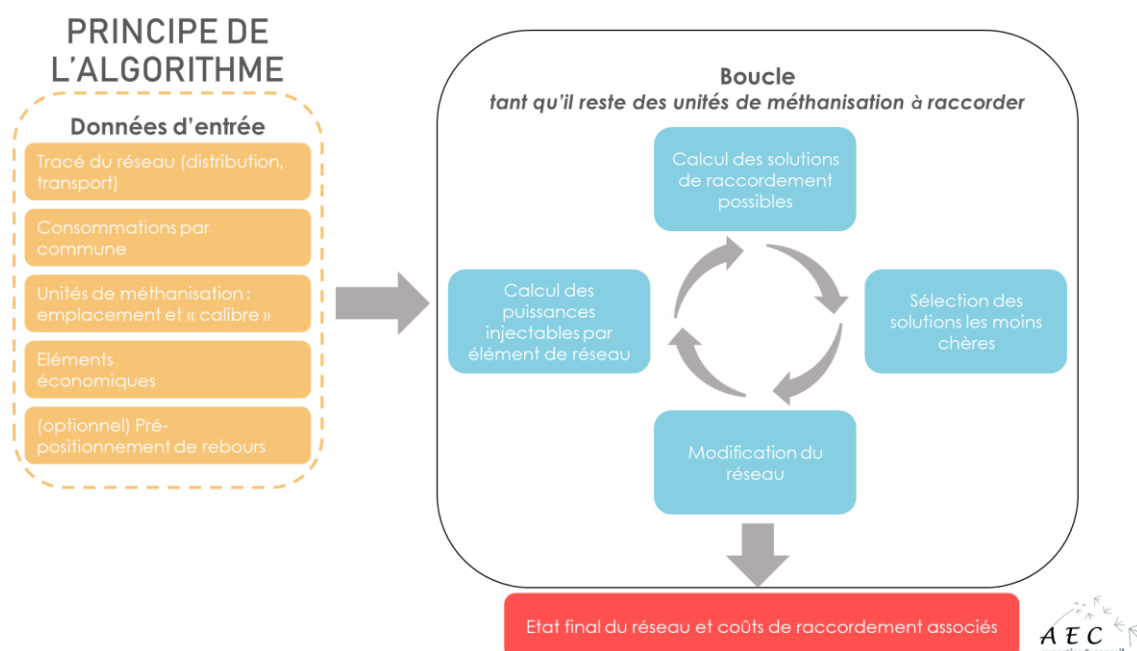
La modélisation territoriale a pour but de parvenir à un état du réseau de gaz (transport et distribution) permettant le raccordement des unités de production de gaz renouvelable prévues dans les différents scénarios, au meilleur coût. Elle repose sur une modélisation au pas journalier du système gazier pour chaque maille d'équilibre du réseau de gaz. Pour obtenir l'état du réseau de gaz permettant le raccordement des unités de production, une approche itérative a été adoptée. À chaque étape, pour chaque unité de production restant à raccorder, six solutions de raccordement sont étudiées :

- Deux solutions de raccordement au réseau de distribution sur le réseau MPB, sur les poches de desserte les plus proches ;
- Deux solutions de raccordement au réseau de distribution sur le réseau MPC, sur les poches de desserte les plus proches ;
- Deux solutions de raccordement au réseau de transport, sur les branches de réseau de transport les plus proches ;

La figure ci-dessous présente le principe de fonctionnement de l'algorithme de manière simplifiée :



Figure 42 - Schéma synthétique du fonctionnement de l'algorithme



En entrée, un ensemble de jeu d'hypothèses technico-économiques, ainsi que l'état initial du réseau de gaz naturel, les niveaux de consommations par élément de réseau sont fournis par période (2015, 2023, 2030, 2050). Les unités de méthanisation sont également positionnées en fonction de la localisation des ressources méthanisables, avec leurs caractéristiques technico-économiques.

De manière itérative, l'algorithme va ensuite raccorder les unités de méthanisation jusqu'à atteindre l'objectif cible d'unités fixé sur la période, par type. Le déroulé est le suivant :

- Les puissances injectables par élément de réseau sont calculées (5.2.1.3a) ;
- On calcule les six solutions de raccordement évoquées ci-dessus, et ce pour chaque unité de méthanisation (avec Power-to-gas associé éventuellement) qui reste à raccorder (5.2.1.3b) ;
- On sélectionne les solutions présentant le LCOE total (raccordement et production) le plus faible ;
- On modifie le réseau en conséquence pour raccorder les unités sélectionnées. L'algorithme calcule les nouvelles puissances injectées par élément de réseau.

On peut ensuite réitérer ces quatre étapes.

Nous détaillons ci-dessous les différents éléments nécessaires à l'exécution de l'algorithme.

### 5.2.1.2 Données d'entrée et hypothèses

#### a ) Tracé du réseau et état initial des consommations

Ces éléments ont déjà été présentés en partie 5.1.2 et 5.1.5.

#### b ) Unités de méthanisation : emplacement et calibre

Les unités de méthanisation sont positionnées en fonction de la localisation des ressources. En fonction du type de gisement méthanisable, les hypothèses technico-économiques sont adaptées. L'annexe 3.3.1 détaille le principe de positionnement des unités.

### **c ) Éléments économiques**

Les hypothèses économiques ont été définies en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution et de transport sur la Région Nouvelle-Aquitaine. Lorsque cela était possible, des hypothèses d'évolution des coûts sur les différentes périodes de l'étude ont été présentées.

L'annexe 9.12 présente en détail l'ensemble des hypothèses de coût, par élément et par période.

### **d ) Hypothèses techniques sur le réseau de gaz**

Un certain nombre d'hypothèses techniques sur le réseau de gaz ont été adoptées.

#### ***Pertes de charge***

En premier lieu, l'algorithme n'intègre pas la question des pertes de charge sur le réseau.

Cette hypothèse se traduit par une non-limitation des longueurs de canalisation créées, et ce peu importe le niveau de pression auquel est effectué le raccordement. Pour justifier cette hypothèse, on suppose que l'ensemble des raccordements sur le réseau de distribution, même en MPB, sont effectués en technologie MPC. Une canalisation en MPC permet le transport sur de grandes distances, en s'affranchissant en grande partie des problématiques de perte de charge.

Le cas échéant, on peut supposer la création d'un poste de détente MPC/MPB entre la canalisation MPC nouvellement créée et le réseau de distribution MPB sur lequel est effectué le raccordement. Cet équipement est peu coûteux et parfaitement maîtrisé.

La problématique de pertes de charges sur le réseau de transport ne se pose pas sur les distances considérées pour le raccordement d'unités de méthanisation.

#### ***Calcul des longueurs***

Le calcul des longueurs de canalisation se base sur une distance à vol d'oiseau. En réalité, les canalisations doivent être établies en tenant compte des contraintes géographiques, ce qui rallonge les longueurs de canalisations à créer. Un ratio de 1,2 entre la longueur de canalisation et la distance à vol d'oiseau est adopté, pour tenir compte de ces contraintes.

Les contraintes topographiques fortes (cours d'eau, montagnes) ne sont pas intégrées au modèle, ce qui peut provoquer ponctuellement des raccordements impossibles physiquement. Ces cas sont cependant rares et n'altèrent pas les résultats globaux de l'étude.

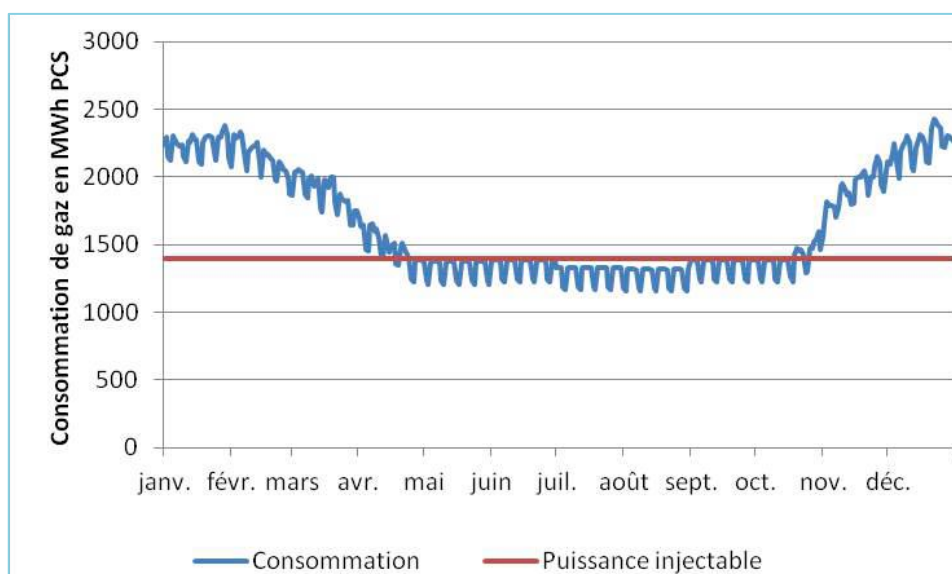
### **5.2.1.3 Boucle de raccordement**

#### **a ) Calcul des puissances injectables**

Le calcul des puissances injectables sur les éléments de réseau a été effectué conformément aux pratiques des gestionnaires de réseau de distribution et de transport. Il est supposé que l'exploitation d'une unité de méthanisation permet une certaine flexibilité de la production, et que 3% de la production annuelle totale est effaçable. Cette production est compensée en augmentant le débit à des périodes plus favorables pour l'injection. Les plages de pression de fonctionnement des canalisations permettent en outre d'absorber un certain surplus de production par rapport à la consommation locale.

Les unités de méthanisation disposent de différents leviers pour assurer une flexibilité (gazomètre, gestion des intrants).

Figure 43 – Détermination de la puissance injectable sur un élément de réseau



Au-delà des niveaux de consommation, trois facteurs influent sur la puissance injectable :

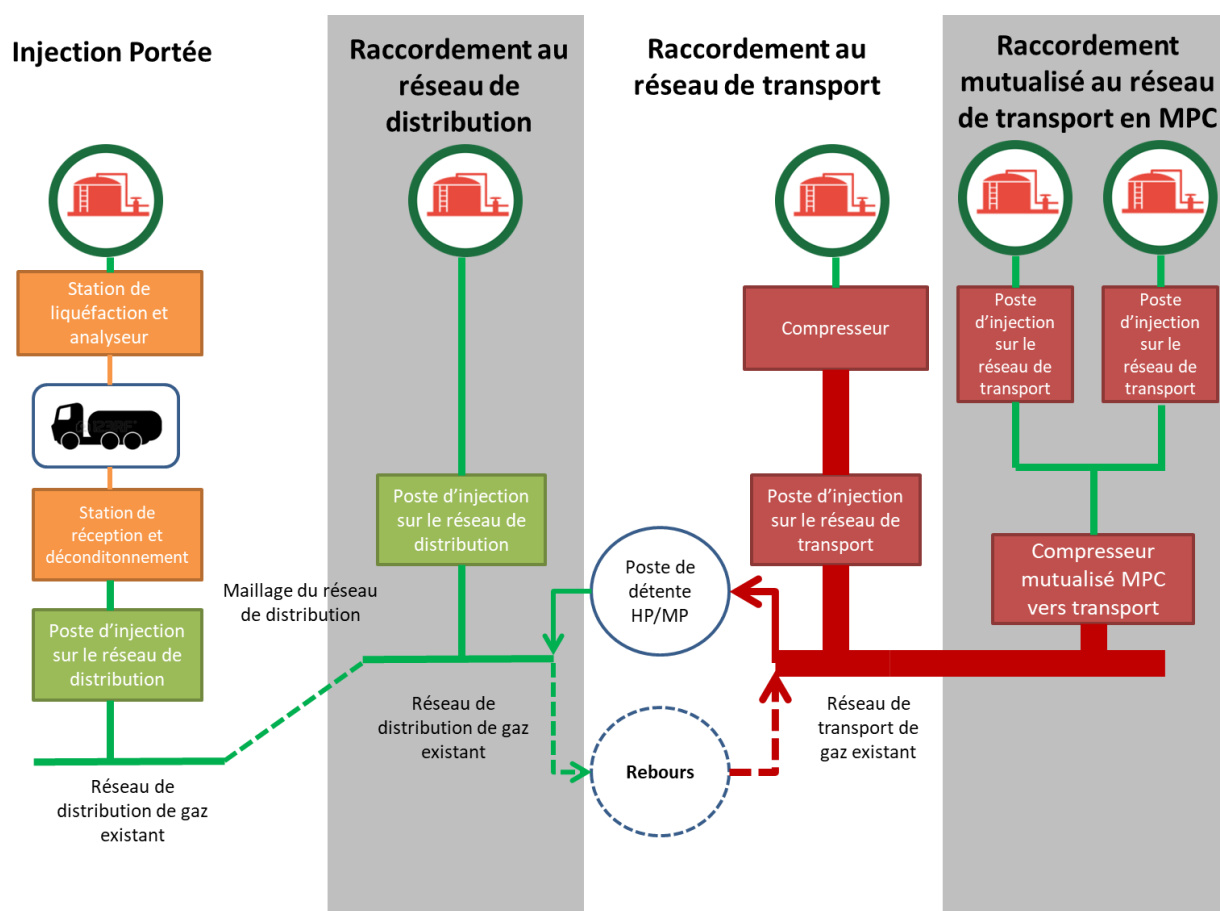
- La présence d'un rebours, qui permet d'évacuer le gaz vers des canalisations de pression supérieure.
- Les producteurs déjà raccordés, qui utilisent déjà en partie la capacité d'évacuation de l'unité de réseau.
- Les capacités d'injection sur les éléments « parents » de l'élément de réseau considéré.

Dans le cas d'un réseau fortement maillé, les interdépendances entre les différents éléments de réseau sont importantes. L'algorithme s'assure de la cohérence des débits injectés pour chaque élément de réseau, pour que le taux de dépassement annuel ne soit pas dépassé.

### **b ) Calcul des solutions de raccordement possibles**

La figure ci-dessous présente les 4 techniques de raccordement et les 2 techniques de levée des contraintes à disposition pour raccorder des unités de méthanisation.

Figure 44 – Techniques de raccordement et de levée des contraintes d'injection utilisées par l'algorithme.



Les solutions de raccordement considérées sont détaillées ci-dessous.

### ***Injection portée***

L'injection portée de gaz dans le réseau repose sur le conditionnement/stockage du gaz (soit par compression ou liquéfaction) au site de production, le transport routier du gaz jusqu'au réseau, la réception et le déconditionnement du gaz puis son injection dans le réseau de gaz naturel. Les hypothèses adoptées pour qualifier cette technologie sont issues de l'étude ADEME traitant le sujet<sup>67</sup>.

Au vu des résultats présentés, la solution de liquéfaction Haute Pression, et transport par cuve mobile a été choisie comme étant la plus économiquement avantageuse. Les coûts de compression et de transport ont été interpolés à partir des résultats de l'étude. À titre d'exemple, en considérant une installation de méthanisation ayant un débit de 200 Nm<sup>3</sup>/h, située à 30 km du point d'injection sur le réseau et produisant 17 GWh par an, on obtient 959 k€ d'investissement et 205 k€/an de frais d'exploitation. Dans cet exemple, le LCOE correspondant à l'injection portée de gaz est de 140 €/MWh (hors poste d'injection sur le réseau).

L'injection portée est considérée sur le réseau MPB ou MPC.

### ***Raccordement au réseau de distribution***

Le raccordement sur le réseau de distribution existant est effectué en créant une branche de réseau de distribution depuis l'unité de production jusqu'au réseau de distribution. Le gaz étant comprimé à environ 8 bars en sortie de l'unité de méthanisation, aucun moyen de compression supplémentaire n'est à prévoir. Un poste d'injection sur le réseau de distribution doit être construit.

<sup>67</sup> ADEME et S3D, *Étude technique, économique et environnementale sur l'injection portée de biométhane dans le réseau de gaz*, Août 2016

Cette technique est utilisée sur le réseau MPC ou MPB.

### ***Raccordement au réseau de transport***

Le raccordement sur le réseau de transport nécessite la mise en pression du gaz jusqu'à la pression de service de la canalisation de transport, et donc l'installation d'un compresseur. Le compresseur doit être dimensionné pour pouvoir comprimer le gaz jusqu'à la PMS de la canalisation de transport, afin de fonctionner dans toutes les conditions d'utilisation. Une canalisation de réseau de transport est créée entre l'unité de production et la canalisation de transport. Un poste d'injection sur le réseau de transport est également créé.

### ***Raccordement mutualisé au réseau de transport en MPC***

La loi du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (loi EGALIM) a modifié le code de l'environnement et notamment l'article L554-6<sup>68</sup>. Cette modification ouvre la voie au raccordement sur le réseau de transport d'unités de méthanisation, en utilisant une canalisation de distribution et non pas de transport entre le poste d'injection et le réseau de transport. Dès lors, des unités de compression distribution vers transport mutualisées entre plusieurs producteurs peuvent être utilisées pour réduire les coûts d'injection.

Les gains sur les canalisations peuvent être importants, le coût linéaire du réseau de transport étant bien supérieur au coût linéaire du réseau de distribution. Cependant, les unités de compression mutualisée sont bien plus coûteuses que les compresseurs pour producteurs individuels (voir annexe 9.12).

Le réseau de distribution ainsi créé n'est utilisable que pour le raccordement de producteurs, il n'est donc pas possible de le mailler avec du réseau de distribution déjà existant.

Lorsque la production à injecter dépasse les capacités de l'élément de réseau, deux moyens de levée de contrainte peuvent être utilisés :

### ***Création d'un rebours***

Les installations de rebours permettent le passage du gaz d'un niveau de pression inférieure vers un niveau de pression supérieure. Les installations de rebours peuvent être disposées entre le réseau MPB et MPC, entre le réseau MPC et le réseau de transport, entre le réseau MPB et le réseau de transport, ou entre deux éléments du réseau de transport.

Le coût des installations de rebours a été déterminé en supposant un investissement ne dépendant pas de la puissance installée en première approche.

### ***Maillage du réseau***

Dans le cas d'une contrainte sur le réseau de distribution de gaz (MPB ou MPC), il est possible d'effectuer des maillages du réseau. Une canalisation de distribution de gaz est construite entre la maille de réseau de distribution en contrainte, et une autre maille présentant des possibilités d'injection. Les maillages ne peuvent être effectués qu'entre éléments de réseau de même pression (MPB avec MPB ou MPC avec MPC).

### ***Remarque générale sur les possibilités de levée des contraintes***

Les solutions de raccordement sont évaluées unité de méthanisation par unité de méthanisation. Ce fonctionnement ne permet pas toujours de bénéficier des effets de mutualisation des investissements. Notamment les installations de rebours ont de la peine à trouver une rentabilité économique pour le raccordement d'une seule installation de méthanisation. Pour pallier ce biais, une variante du calcul a été menée en pré-positionnant des installations de rebours entre des poches de réseau de distribution et le réseau de transport. Cet investissement est ensuite réparti entre les différentes installations de méthanisation d'un même département.

---

68

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?idArticle=LEGIARTI000037557023&cidTexte=LEGITEXT000006074220&dateTexte=20181102>

#### 5.2.1.4 Résultats des simulations

Les simulations ont été effectuées pour le scénario de référence (scénario A) et pour plusieurs études de sensibilité. L'ensemble des résultats est disponible en annexe (voir 9.13). Le Tableau 37 récapitule le scénario de référence et les 4 variantes qui ont été étudiées.

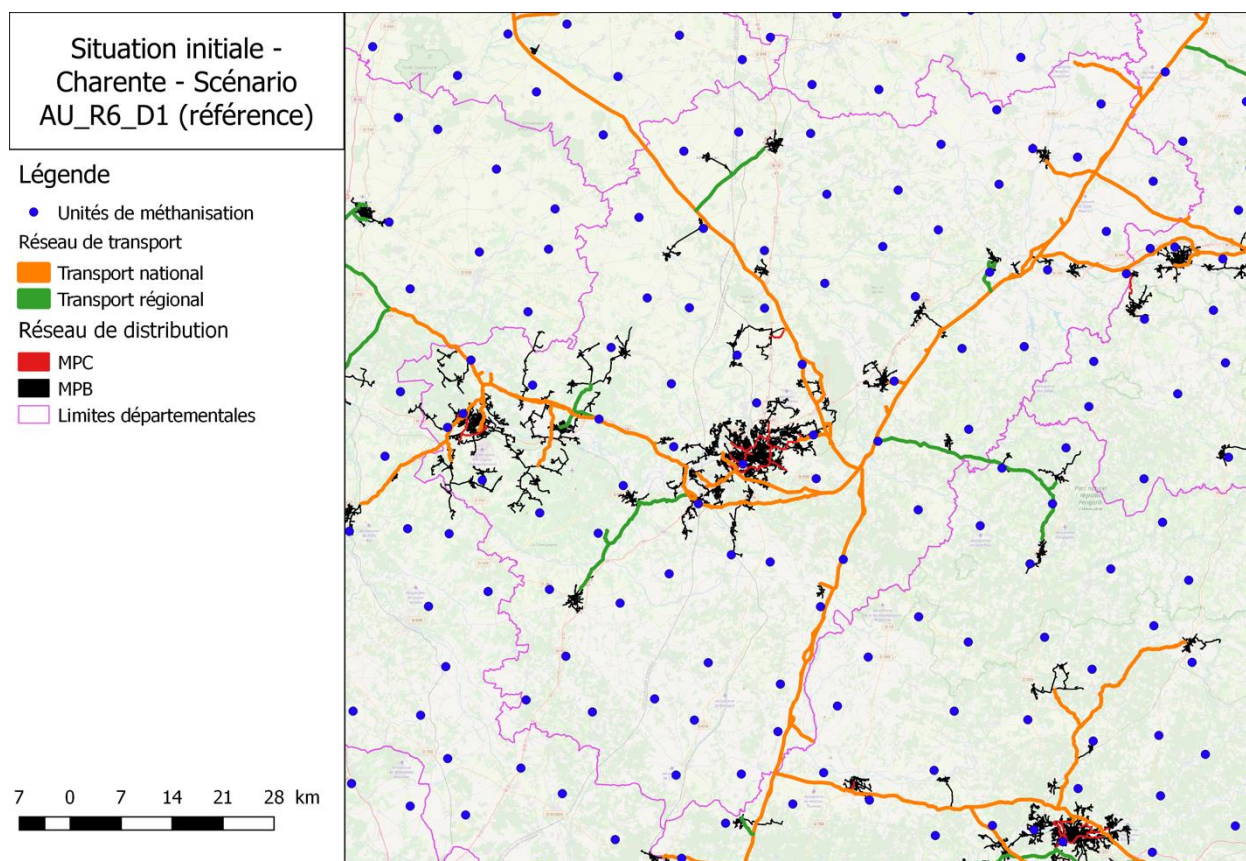
Tableau 37 – Liste des variantes pour lesquelles les simulations ont été conduites.

Dénomination de la variante	Variation par rapport au scénario de référence
AU_R6_D1	<b>Scénario de référence</b> (scénario A)
ES_R6_D1	Scénario « région exportatrice et solidaire » (scénario ES)
AU_R5_D1	Variante dans laquelle les méthaniseurs ont un rayon moyen d'approvisionnement en intrants de 5 km au lieu de 6 km, conduisant à des unités de méthanisation plus nombreuses et plus petites, et formant un maillage plus fin du territoire
AU_R6_D1_PREPO	Variante dans laquelle on prépositionne des rebours sur l'ensemble de la Région avant d'exécuter l'algorithme, afin d'étudier si une anticipation du besoin en rebours permet de réduire les coûts de ces infrastructures
AU_R6_D2	Variante au niveau de la demande : scénario sans GNV

#### a ) Scénario AU\_R6\_D1 « Nouvelle Aquitaine autonome » - référence

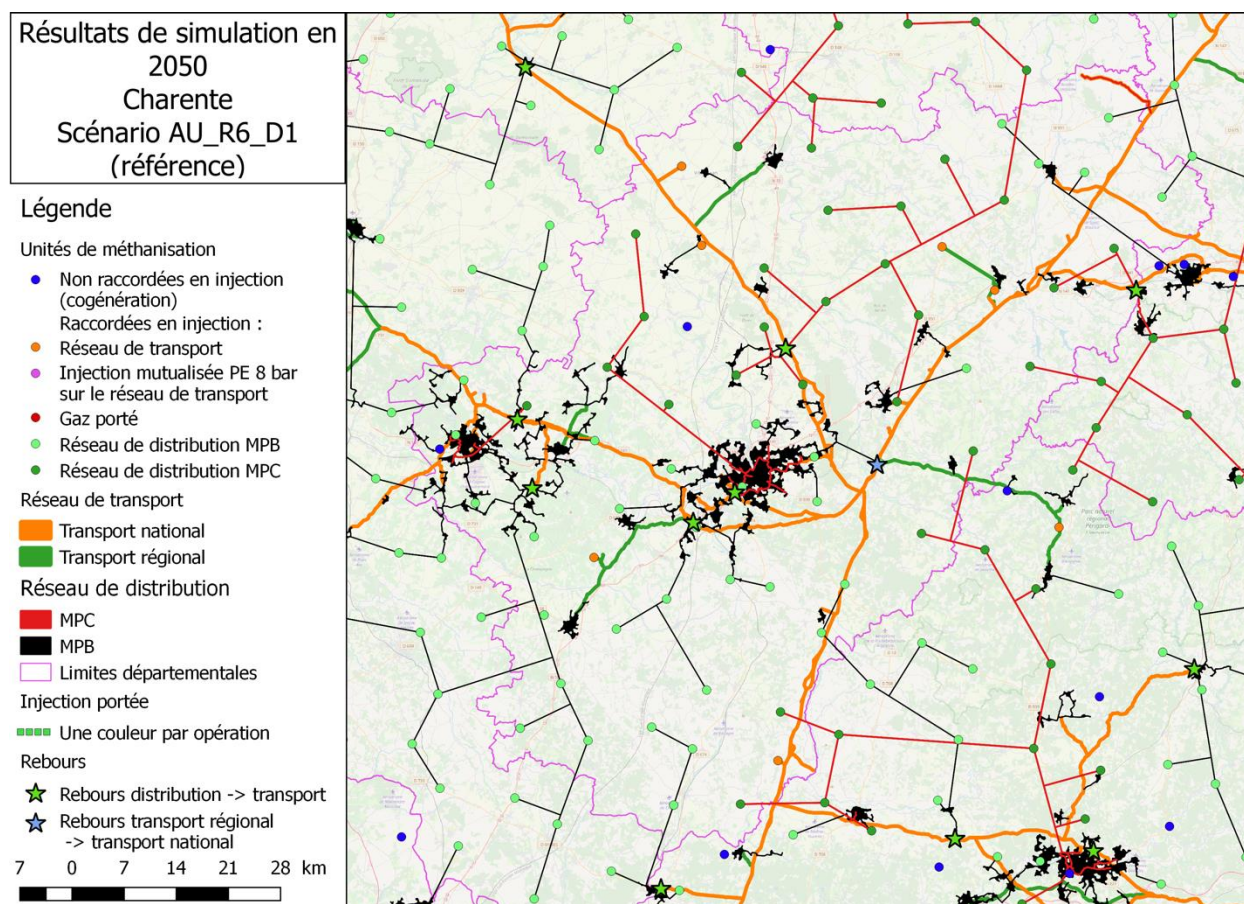
Les résultats ci-dessous sont ceux du scénario de référence. À titre d'exemple les cartes ci-dessous présentent les résultats de la simulation entre 2015 et 2050 sur le département de la Charente :

Figure 45 – Situation initiale en 2015 – Charente – Scénario A - référence



Les unités ont un rayon de collecte de 6 km et sont réparties sur le territoire. Le territoire est traversé par plusieurs canalisations de transport, offrant des capacités d'injection importantes. Cependant le réseau de distribution est assez peu développé, concentré autour des pôles urbains d'Angoulême et de Cognac.

Figure 46 – Résultats de simulation en 2050 – Charente – Scénario A référence



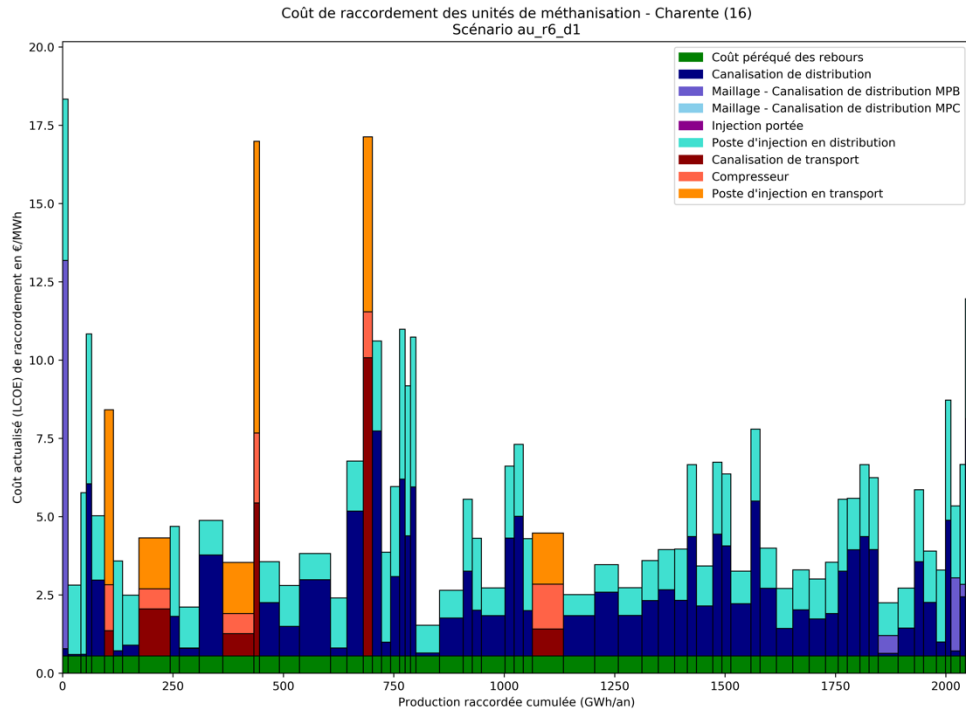
La grande majorité des unités de méthanisation du département sont raccordées au réseau de gaz dans ce scénario : 65 sur 67 unités, les deux dernières étant alors considérées comme fonctionnant en cogénération. 8 unités sur 65 ont été raccordées au réseau de transport ; 27 ont été raccordées au réseau de distribution MPC, et 30 au réseau de distribution MPB. La carte montre également que la simulation a généré de nombreux rebours sur le département. Le positionnement de ces infrastructures permet de remonter du réseau de distribution vers le réseau de transport toute production de biométhane qui ne serait pas consommée localement. Cependant, pour certaines unités de méthanisation, il était moins onéreux de se raccorder directement au réseau de transport (ce qui implique l'investissement dans un compresseur) que de payer un rebours.

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de raccordement par unité de méthanisation pour le département de la Charente également. De gauche à droite les unités sont raccordées de manière itérative d'après le principe exposé précédemment. Les unités sont raccordées par LCOE total croissant (production et raccordement) ce qui explique le caractère assez hétérogène de la courbe. Cependant on note une tendance de fond vers la croissance des coûts de raccordement, qui restent cependant sous la barre des 5 €/MWh dans la majorité des cas. Ceci s'explique par l'utilisation des rebours qui permet le raccordement de l'essentiel des unités en technologie distribution.

On constate que des rebours sont créés par l'algorithme, ce qui signifie que dans certains cas de raccordement d'unités de méthanisation, il était plus avantageux de construire un rebours pour injecter sur le réseau, même pour une unique unité de méthanisation.

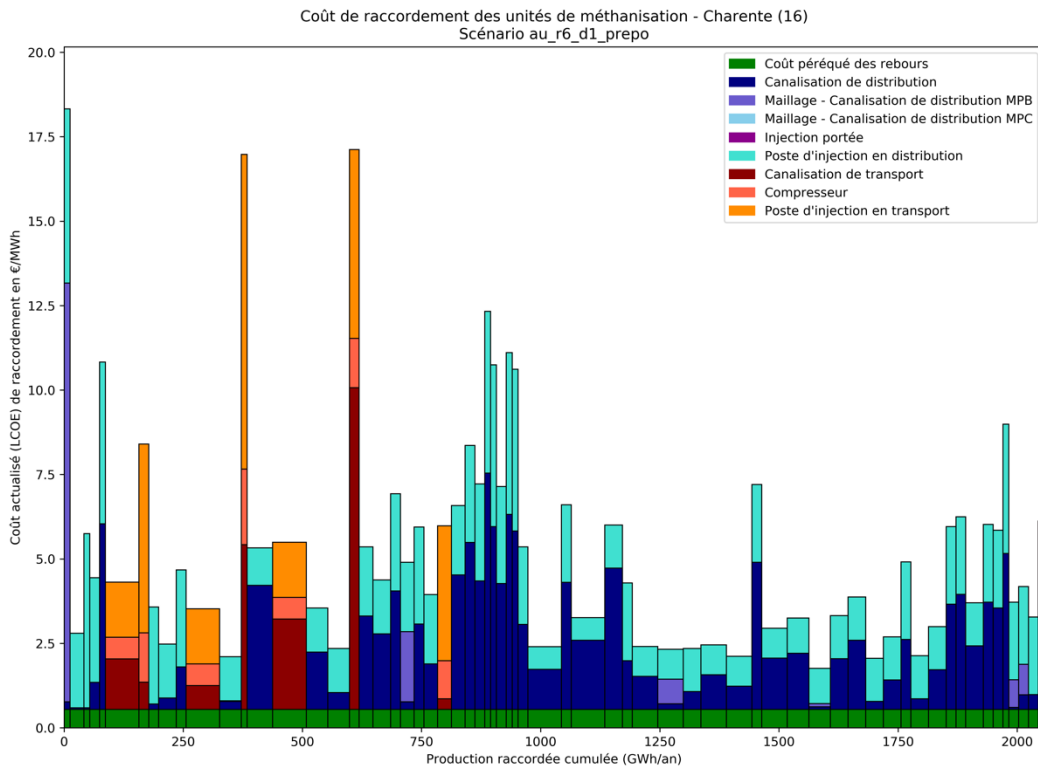


Figure 47 - Coût de raccordement par unité de méthanisation, scénario référence AU\_R6\_D1. Département de Charente.



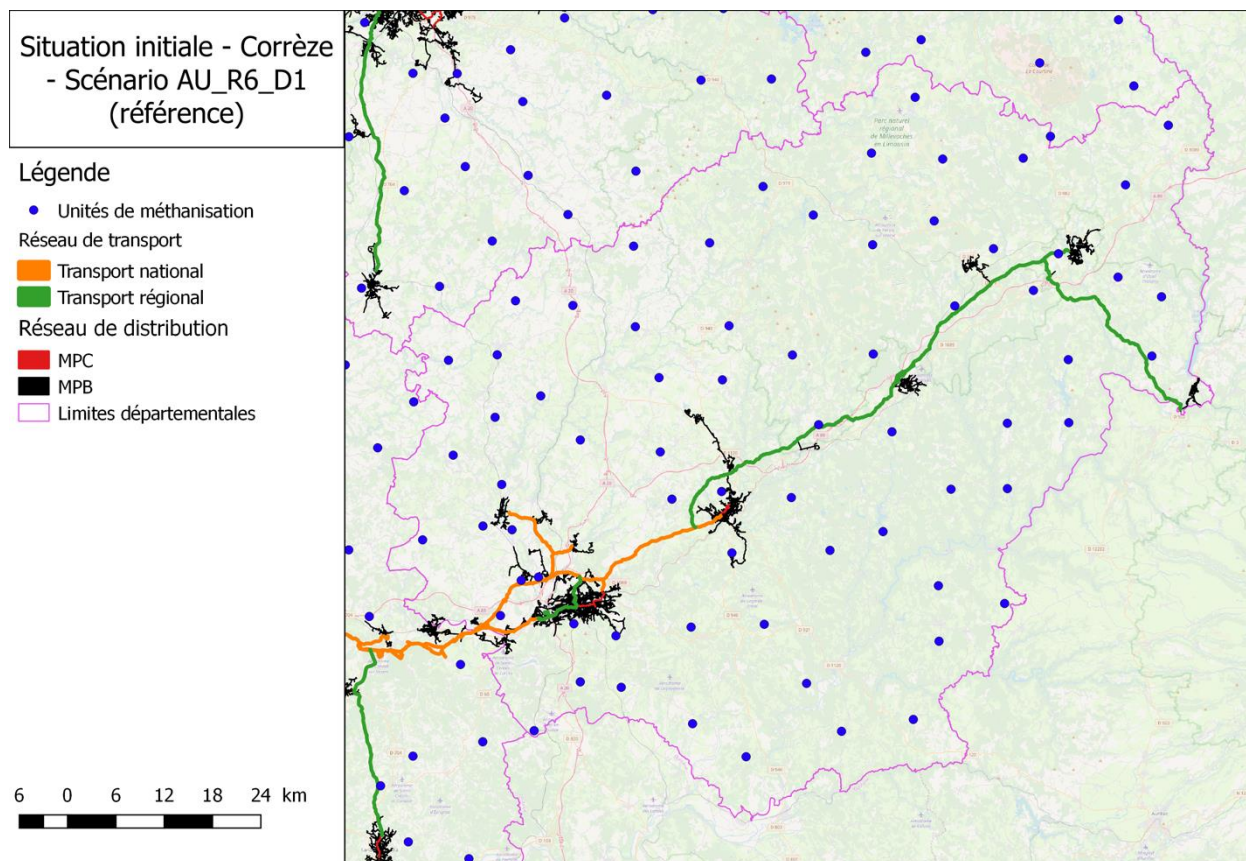
À titre de comparaison le graphique ci-dessous présente les mêmes résultats dans le cas où des rebours ont été prépositionnés sur le territoire.

Figure 48- Coût de raccordement par unité de méthanisation, variante avec pré-positionnement des rebours AU\_R6\_D1\_PREPO. Département de Charente.



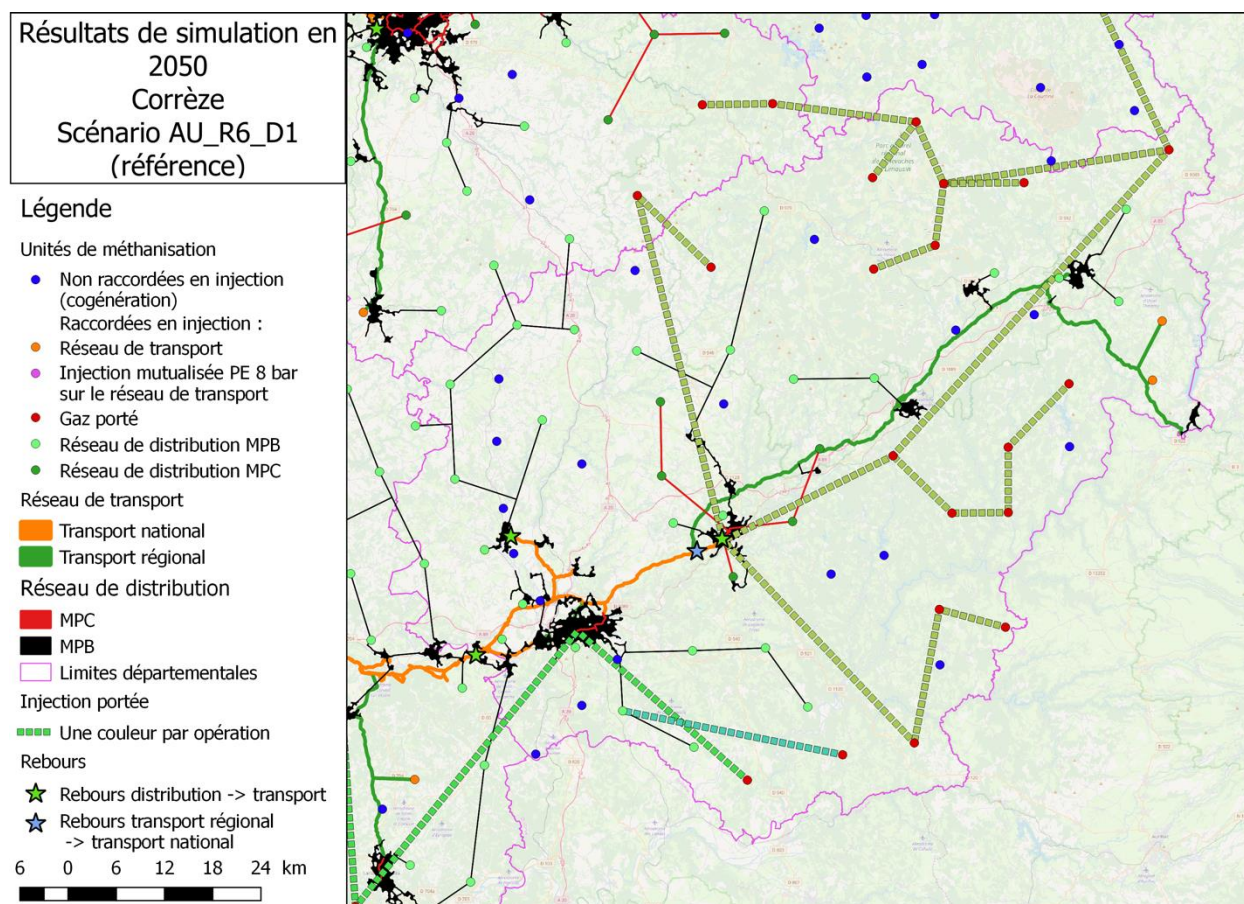
Les résultats sont différenciés selon les départements, le département de la Corrèze par exemple dispose d'une situation très différente :

Figure 49 – Situation initiale en 2015 – Corrèze – Scénario référence



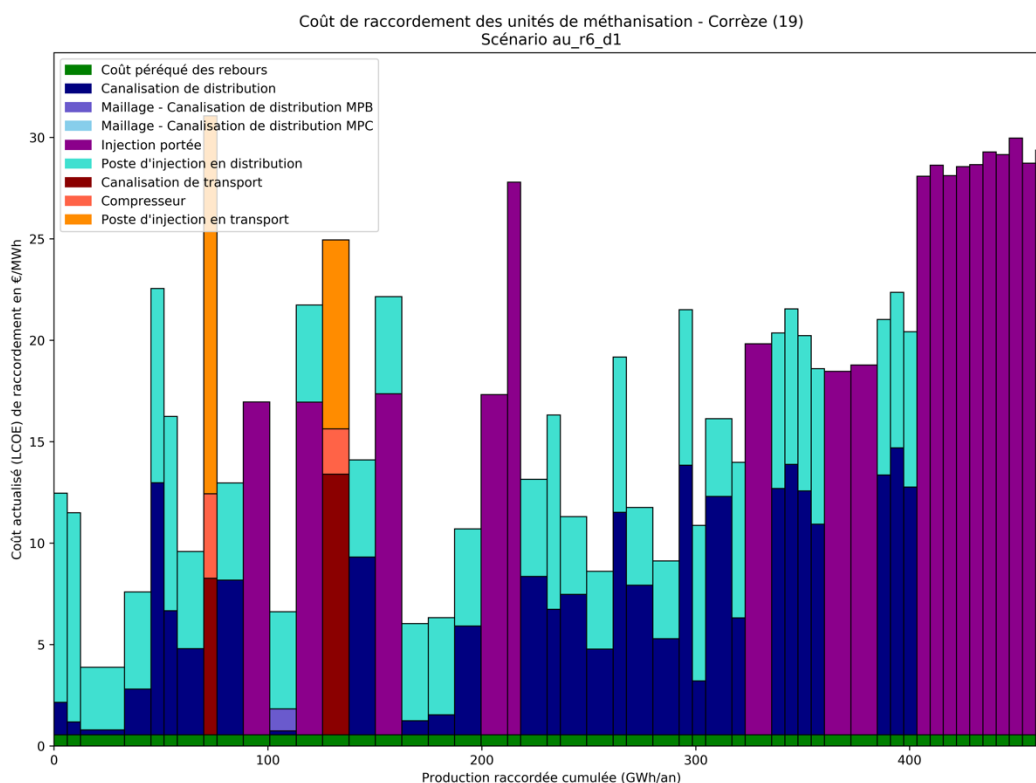
Le réseau de distribution est très peu développé, le seul centre urbain fortement desservi est excentré. Une canalisation de transport traverse le département.

Figure 50 – Résultats de simulation en 2050 – Corrèze – Scénario référence



La situation est très différente de la Charente au niveau des résultats de simulation : sur les 69 unités de méthanisation positionnées sur le département, 18 ne sont pas raccordées en injection, préférant la valorisation en cogénération au vu des coûts de raccordement prohibitifs en injection. Sur les 51 autres unités, on en compte 2 raccordées au réseau de transport, 26 raccordées au réseau MPB, 5 au réseau MPC et pas moins de 18 en injection portée, à travers 3 opérations différentes d'injection portée. On note en particulier qu'un grand nombre d'unités de méthanisation participeraient à la même opération d'injection portée qui consisterait à venir profiter du rebours installé à Tulle pour remonter la production excédentaire sur le réseau de transport. L'injection portée est une option qui se révèle moins onéreuse que l'injection « classique » sur le réseau de gaz, pour les unités de méthanisation de taille conséquente mais très éloignées du réseau de gaz.

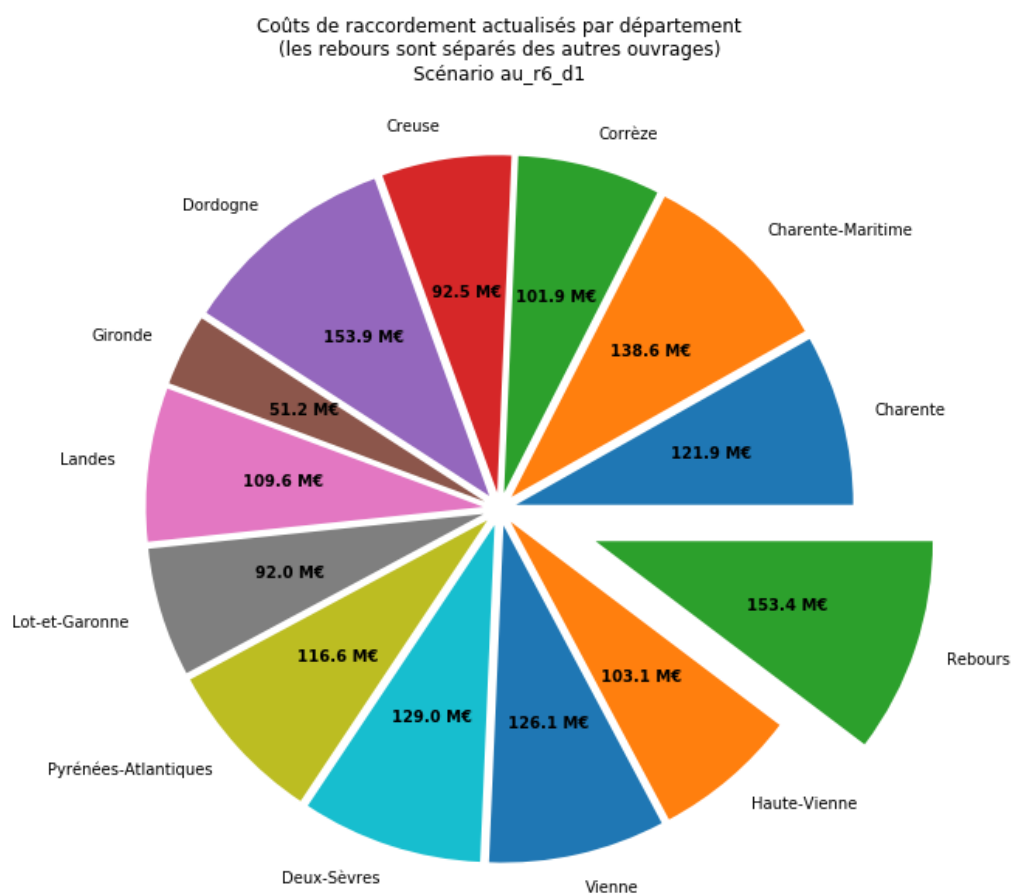
Figure 51- Coût de raccordement par unité de méthanisation, scénario référence AU\_R6\_D1. Département de Corrèze.



Le coût de raccordement est naturellement plus élevé que sur le département de la Charente, les linéaires de réseau à construire étant plus importants et les solutions d'injection portée étant coûteuses.

Le graphique ci-dessous présente les coûts de raccordement actualisés par département, avec les rebours présentés à part :

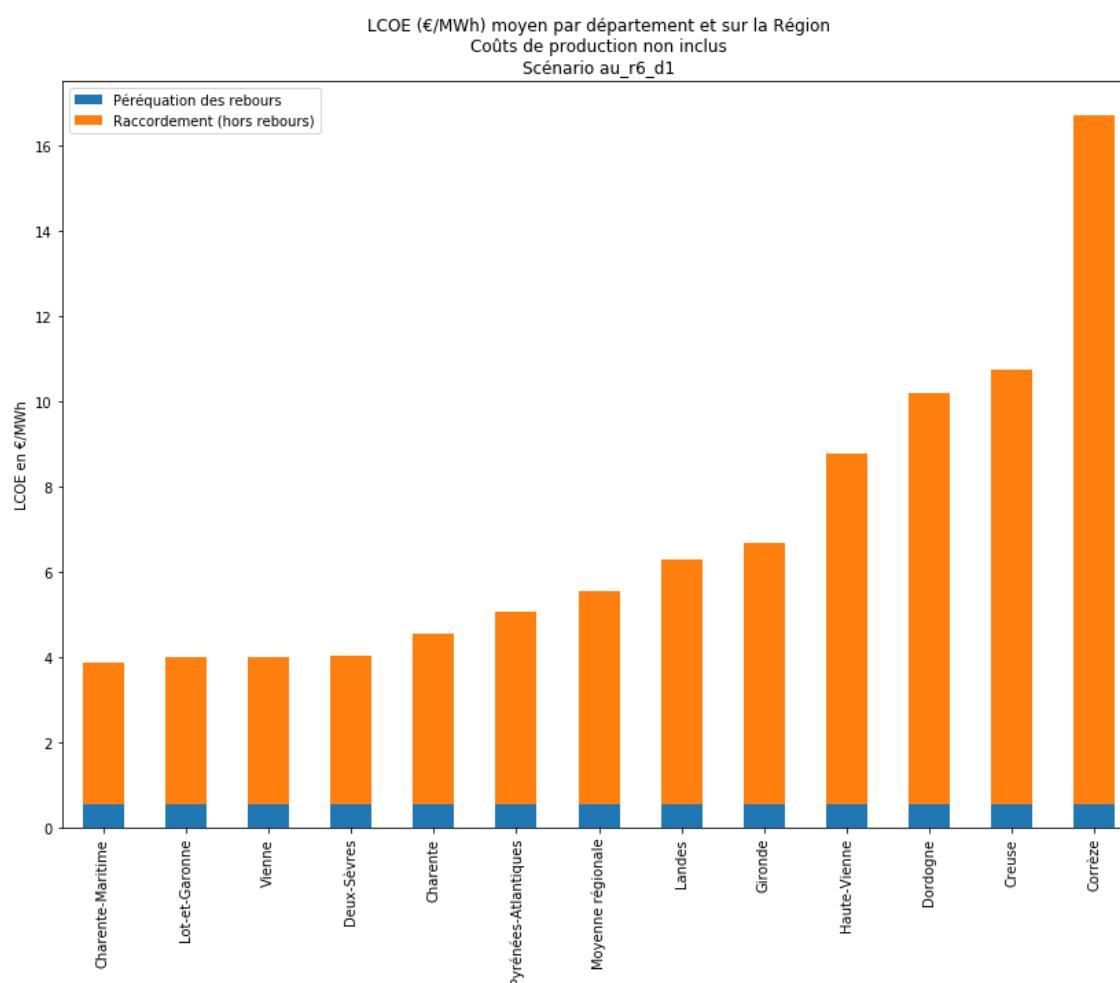
Figure 52 - Coût de raccordement actualisés par département – Scénario référence



Le coût total de raccordement actualisé<sup>69</sup> sur la Région des unités de méthanisation est de 1 490 M€. Les rebours mutualisés coûtent 153,4 M€, soit environ les coûts de raccordement d'un département moyen de la Région. La simulation a généré 40 rebours, dont 32 rebours Distribution → Transport et 8 rebours Transport Régional → Transport National.

<sup>69</sup> Le coût total de raccordement actualisé est calculé en ajoutant les investissements et les coûts d'exploitation actualisés sur la durée de vie des différents équipements.

Figure 53 - LCOE moyen de raccordement par département – Scénario de référence

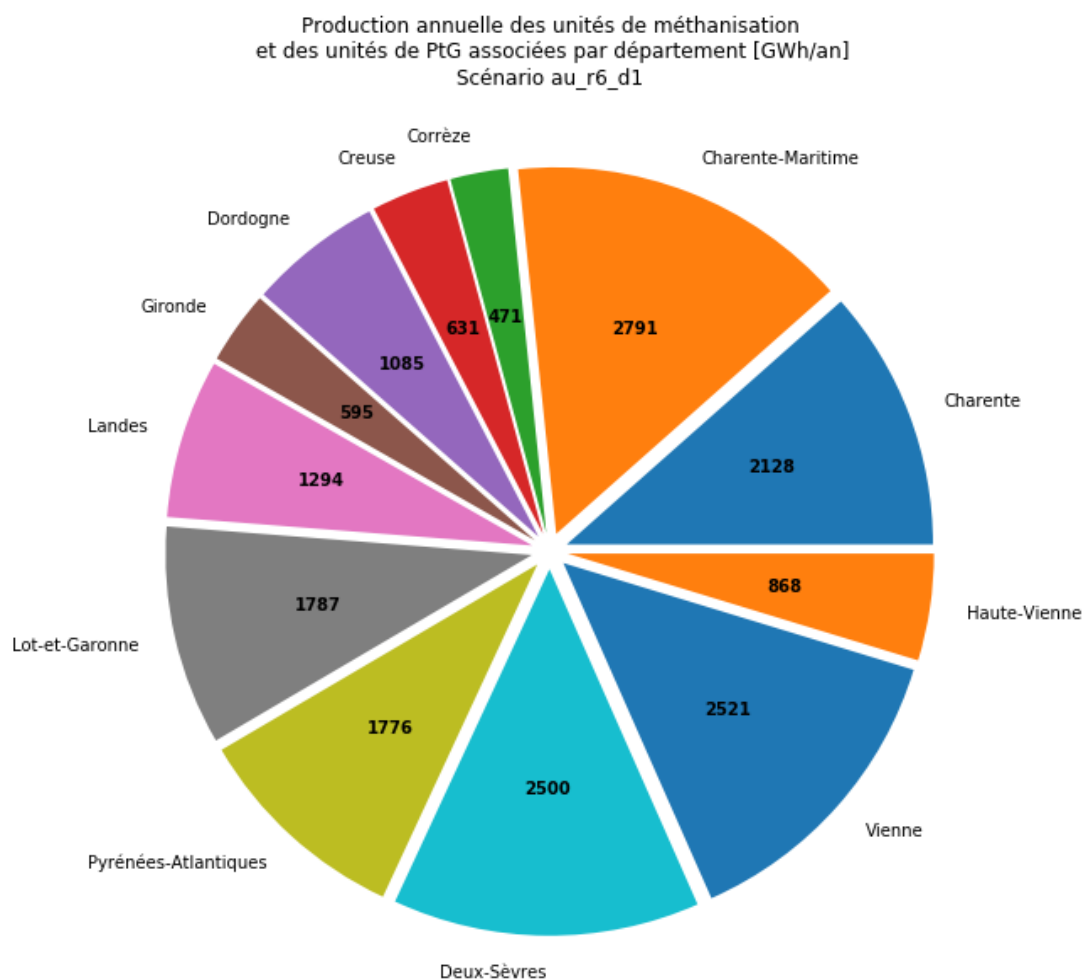


Le graphique ci-dessus présente le LCOE des ouvrages de raccordement, calculé par département. La moyenne régionale s'établit à 5,55 €/MWhPCS, dont 0,56 € pour les rebours et 4,99 € pour les autres ouvrages de raccordement : canalisations, postes d'injection, compresseurs, etc. Les différences sont importantes entre :

- un groupe de départements assez homogène autour des 4 €/MWhPCS (Charente-Maritime, Lot-et-Garonne, Vienne, Deux-Sèvres). Ces départements permettent le raccordement de nombreuses unités sur le réseau de distribution, avec des linéaires à construire assez faibles.
- un groupe de départements (Creuse, Dordogne, Haute-Vienne, Corrèze) avec des couvertures de réseau de gaz plus faibles et des linéaires importants de réseau à créer pour raccorder les unités.
- entre ces deux groupes ; des départements à la situation intermédiaire : Charente, Pyrénées-Atlantiques, Landes et Gironde.

Ces différences se traduisent dans les productions raccordées par département :

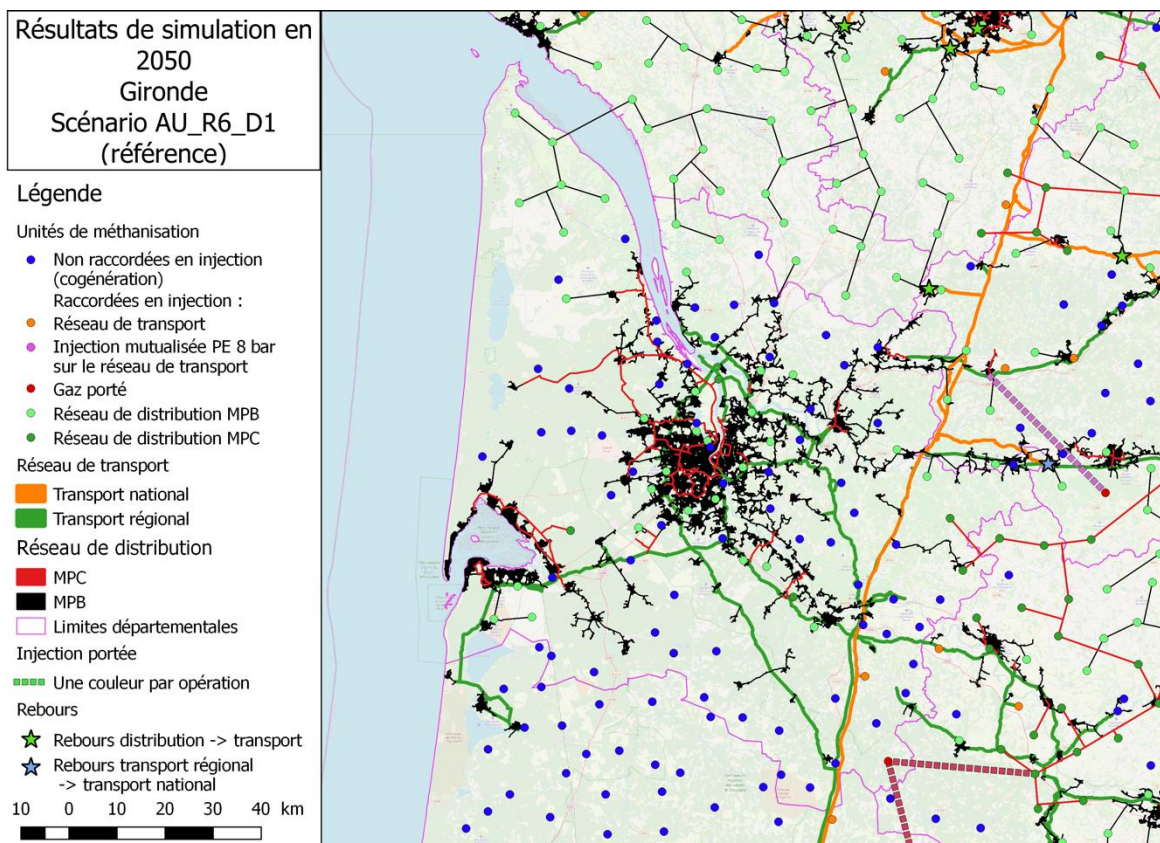
Figure 54 - Production annuelle de biométhane des unités de méthanisation raccordées en injection par département – Scénario référence



Les quatre départements de l'ex-région Poitou-Charentes (Charente-Maritime, Charente, Vienne, Deux-Sèvres) représentent la moitié de la production de biométhane de la Région raccordée en injection dans le scénario de référence. Le quart Nord-Ouest de la Région est donc sur-représenté, ce qui s'explique par une topographie favorable, une bonne densité du réseau de gaz existant, des niveaux de consommation suffisants pour écouler la production, et un potentiel de production de biométhane important.

Au contraire, des départements injectent assez peu de biométhane dans les réseaux, en général à cause d'un manque de couverture du réseau gazier. Le département de la Gironde, bien que bien desservi au niveau de la métropole Bordelaise et autour du bassin d'Arcachon, est assez peu desservi dans les autres endroits, ce qui explique les coûts de raccordement importants :

Figure 55– Résultats de simulation en 2050 – Gironde – Scénario référence





Les coûts de raccordement par période sur le scénario de référence sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 38 - Tableau résumé des coûts de raccordement des unités de méthanisation et unités de Power-to-gas associées – Scénario de référence

Année	2023	2030	2050
Production du parc d'unités de méthanisation en TWhPCS raccordé sur la période	0,99 TWhPCS	5,67 TWhPCS	11,63 TWhPCS
Production du parc d'unités de Power-to-gas associé en TWhPCS raccordé sur la période	0,00 TWhPCS	0,00 TWhPCS	0,15 TWhPCS
Production totale raccordée sur la période en TWhPCS	0,99 TWhPCS	5,67 TWhPCS	11,79 TWhPCS
LCOE de raccordement du parc raccordé sur la période (hors rebours)	4,53 €/MWhPCS	5,21 €/MWhPCS	4,91 €/MWhPCS
Production totale cumulée en TWhPCS	<b>0,99 TWhPCS</b>	<b>6,66 TWhPCS</b>	<b>18,45 TWhPCS</b>
<b>LCOE de raccordement moyen pondéré cumulé (hors rebours)</b>	<b>4,53 €/MWhPCS</b>	<b>5,11 €/MWhPCS</b>	<b>4,98 €/MWhPCS</b>

Le LCOE de raccordement moyen pondéré en 2050 des unités de méthanisation et des unités de Power-to-gas associées s'élève à 4,98 €/MWhPCS (hors rebours) dans le scénario de référence. Le coût des rebours s'élève à 0,56 €/MWhPCS pour ce scénario. Pour calculer ce montant, les coûts de rebours ont été répartis sur la production finale cumulée en 2050, pour ne pas afficher des coûts de rebours trop élevés dans les premières périodes.

On obtient un LCOE de raccordement moyen pondéré des unités de méthanisation et des unités de Power-to-gas associées à 5,55 €/MWhPCS rebours compris.

### **b ) Variante AU\_R6\_D1\_PREPO : avec pré-positionnement des rebours**

Par analogie à l'étude nationale, dans cette variante, des unités de rebours ont été pré-positionnées à certains endroits de la Région. Le but est d'observer si le pré-positionnement peut faire varier à la baisse les coûts de raccordement.

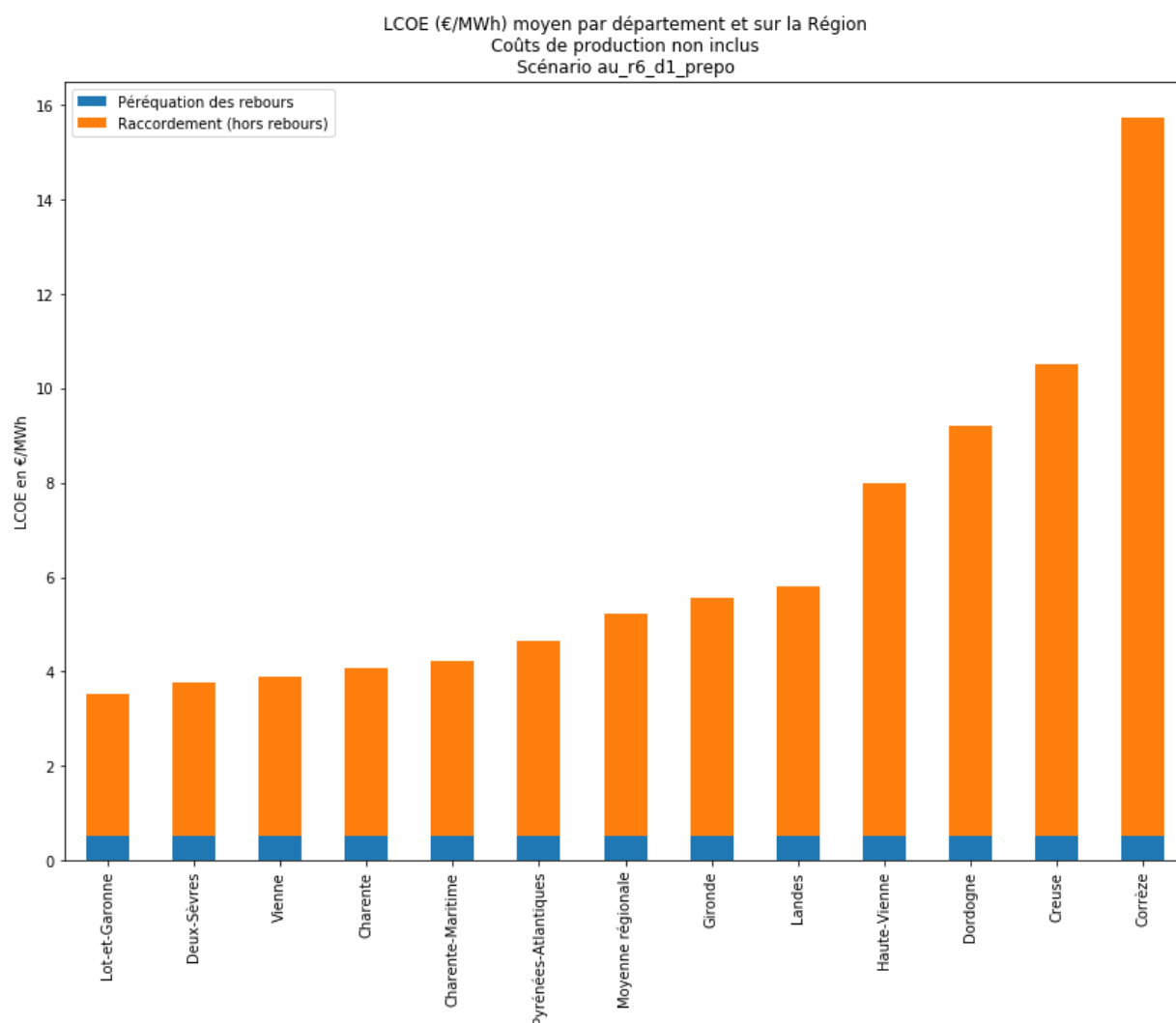
Deux approches étaient possibles pour ainsi pré-positionner des rebours :

1. Pré-positionner exactement les mêmes rebours que ceux que l'algorithme a généré lors de l'exécution de la variante de référence (AU\_R6\_D1). Le fait que les rebours soient présents dès le début du calcul permet des raccordements moins onéreux, en réduisant notamment le recours à d'autres levées de contraintes, telles que la création de maillages.
2. Pré-positionner des rebours aux endroits de la Région qui semblent stratégiques pour l'injection de biométhane. Cette approche est plus arbitraire et est porteuse d'une dimension politique : préfère-t-on pré-positionner des rebours aux endroits où le réseau est faiblement développé et les consommations de gaz faibles (ex : Landes, ex-région Limousin), afin que ces zones soient moins défavorisées par rapport aux autres ? Ou préfère-t-on au contraire positionner des rebours là où la situation est déjà la plus favorable pour l'injection (ex : Poitou-Charentes) ?

Devant le caractère « politique » de la deuxième approche, la première approche a été préférée. De plus, choisir cette approche permet de travailler avec exactement les mêmes rebours que dans le scénario de référence, et ainsi de mesurer uniquement l'impact économique de l'anticipation du positionnement de ces rebours, en ne faisant varier aucun autre paramètre.

Le graphique ci-dessous présente les LCOE de raccordement des unités de méthanisation par département dans ce scénario :

Figure 56 - LCOE moyen de raccordement par département sur la région – Avec pré-positionnement des rebours



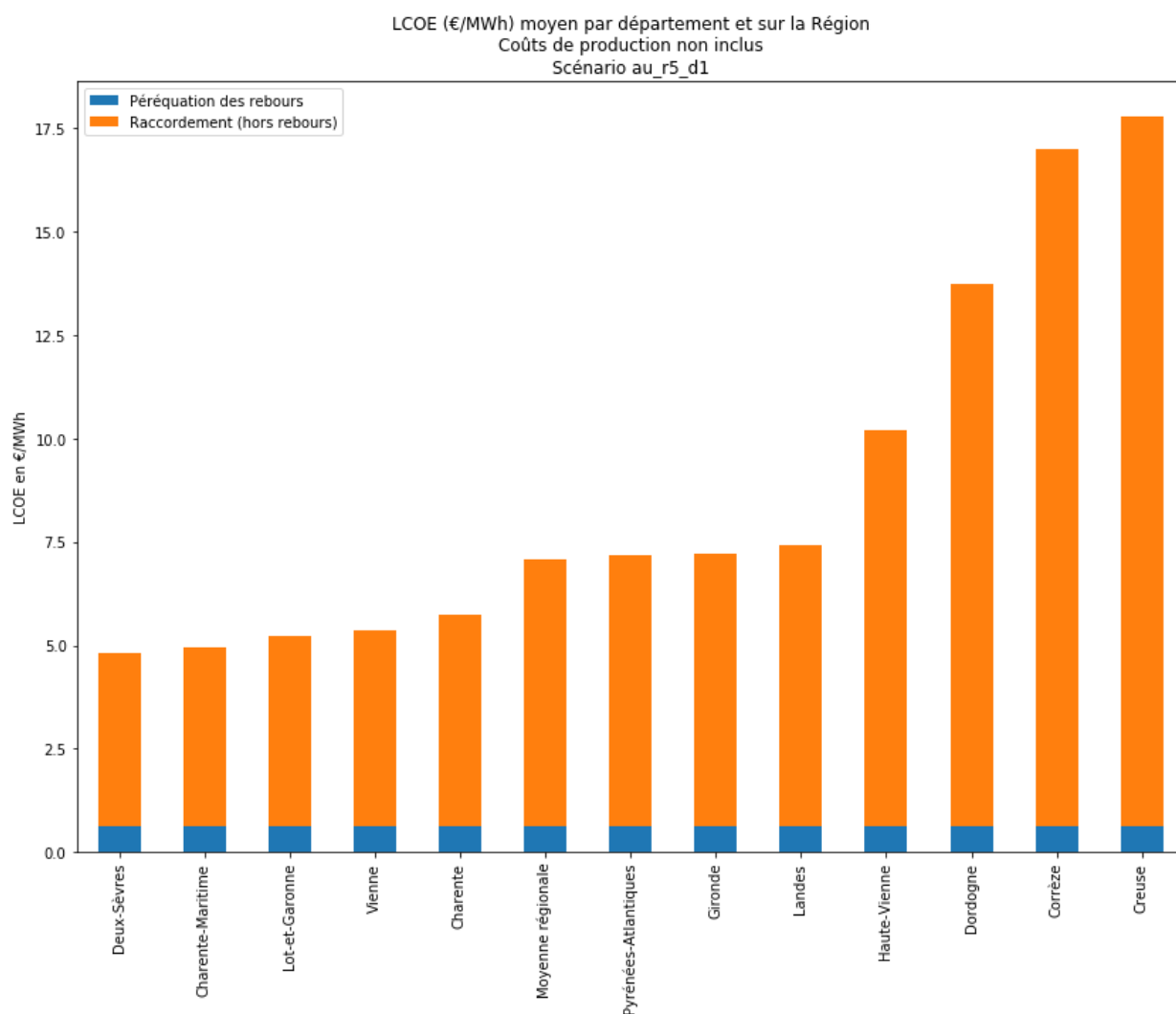
Le LCOE moyen pondéré de raccordement sur la Région s'élève à 5,22 €/MWh PCS, contre 5,55 €/MWhPCS dans le scénario référence. L'anticipation du positionnement des rebours permet ainsi de réaliser entre 5% et 10% d'économies sur les coûts de raccordement : les rebours étant déjà présents, il est moins nécessaire de recourir à des maillages pour lever les contraintes d'injection sur le réseau de gaz.

### c ) Variante AU\_R5\_D1 : Parc de production avec un rayon d'approvisionnement de 5 kilomètres

Une variante a été réalisée avec un parc de production différent, s'approvisionnant dans un rayon de 5 kilomètres et non plus 6 kilomètres comme dans le scénario de référence. Ceci se traduit par un plus grand nombre d'unités de méthanisation, et des unités de taille plus restreinte.

Le graphique ci-dessous présente les coûts de raccordement moyen pondéré par département dans ce scénario :

Figure 57 - LCOE moyen de raccordement par département – Scénario 5 kilomètres



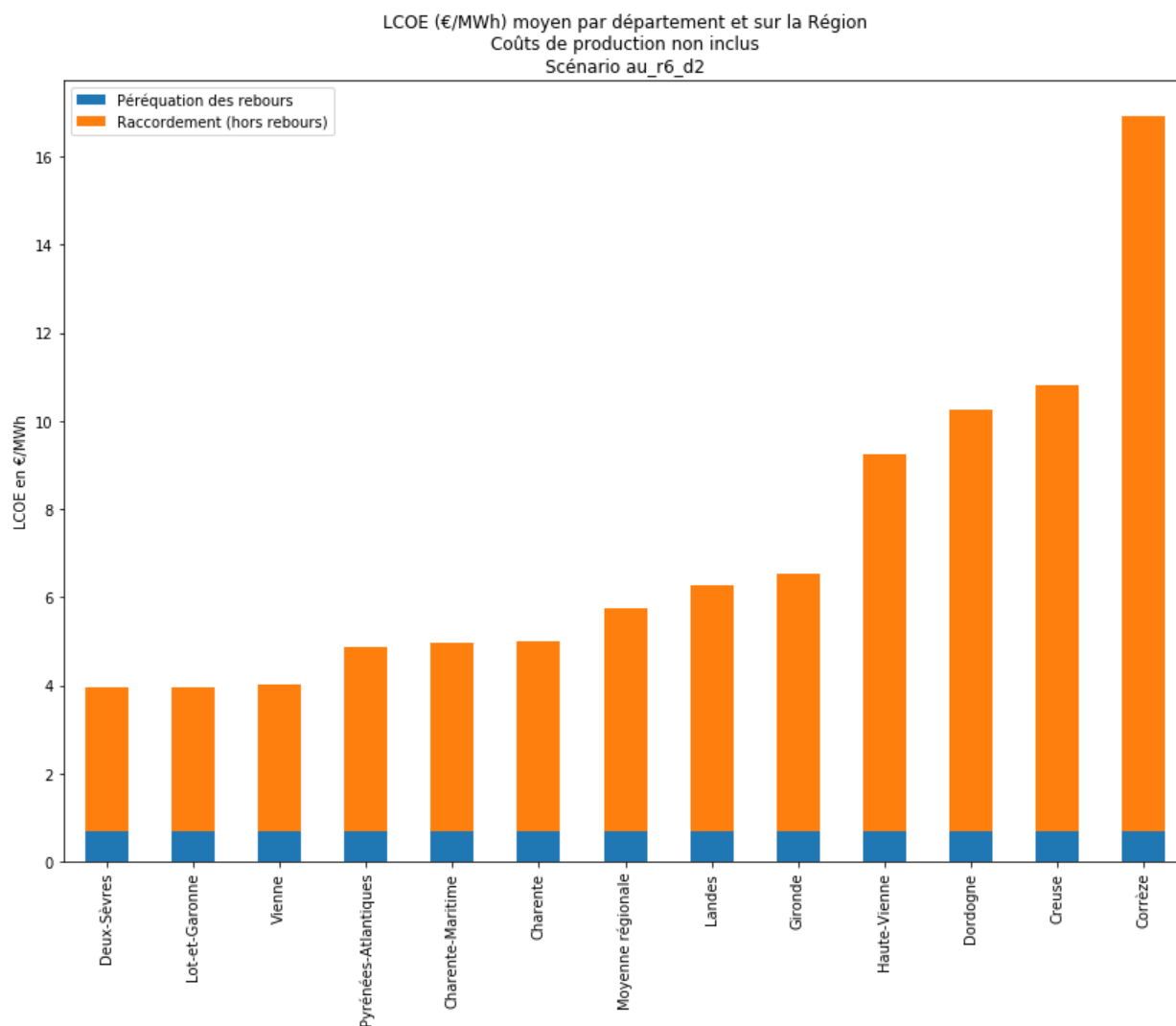
Les unités étant plus petites, les coûts de raccordement rapportés à la production augmentent<sup>70</sup>. Le LCOE moyen de raccordement régional monte à 7,07 €/MWh<sub>PCS</sub> (contre 5,55 €/MWh<sub>PCS</sub> dans le scénario de référence), soit une augmentation de 27 %.

<sup>70</sup> En effet, pour un raccordement sur le réseau de transport le coût du compresseur dépend du débit injecté (et donc de la taille de l'unité de méthanisation), mais pour un raccordement au réseau de distribution les coûts des différents ouvrages de raccordement (poste d'injection notamment) sont fixes.

### d ) Variante AU\_R6\_D2 : Scénario de demande sans GNV

Cette variante s'intéresse à l'impact d'un scénario de demande différent sur les coûts de raccordement des unités de méthanisation, et en l'occurrence avec une pénétration plus faible du GNV sur le territoire. Ce profil de consommation est plus défavorable à l'injection puisque la consommation de GNV permet de réduire les contraintes d'étiage, apportant une consommation stable sur l'année.

Figure 58 - LCOE moyen de raccordement par département – Scénario variante demande



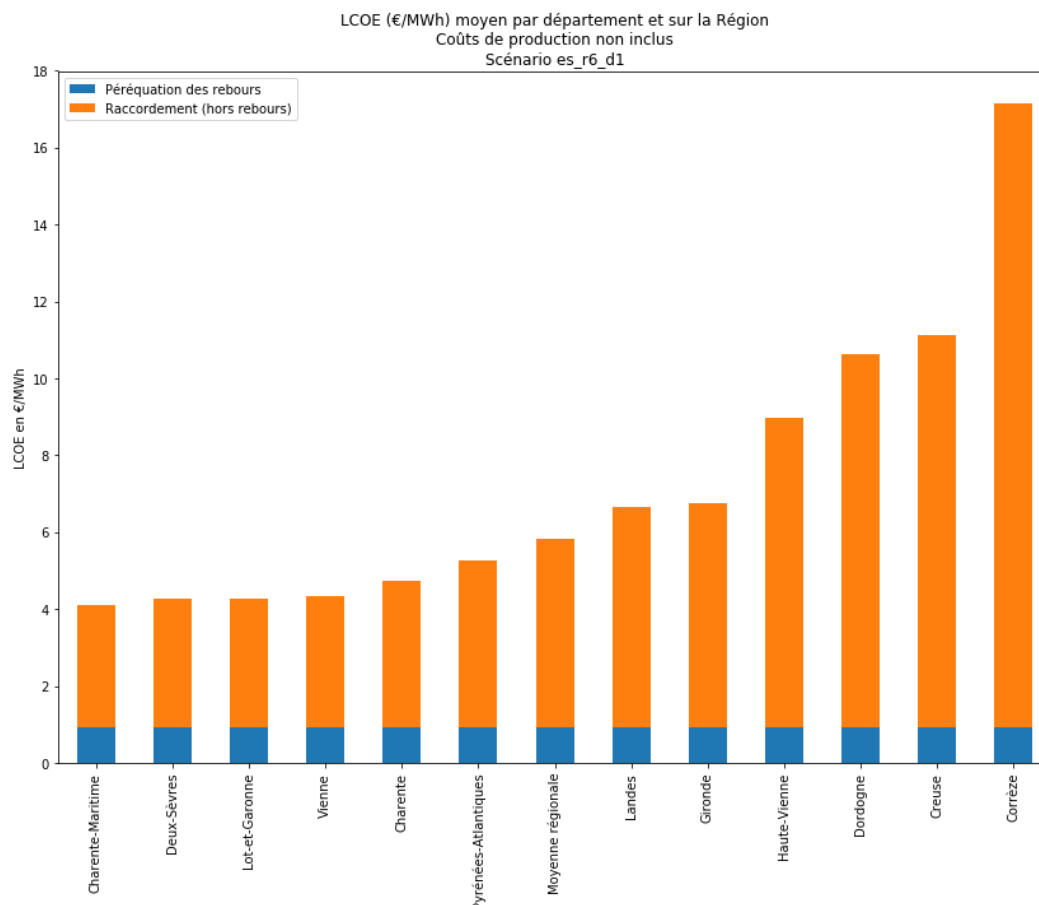
Le LCOE moyen de raccordement régional augmente à 5,74 €/MWhPCS (contre 5,55 €/MWhPCS dans le scénario de référence). La majorité de cette augmentation est due à l'augmentation du coût des unités de rebours, qui passe de 0,56 €/MWh dans le scénario de référence à 0,68 €/MWh. La création d'un nombre plus important de rebours (50, contre 40 dans le scénario de référence) permet le raccordement d'un nombre important d'unités en technologie distribution, malgré les profils de consommation défavorables à l'injection.

### e ) Scénario ES\_R6\_D1 « Nouvelle Aquitaine Exportatrice et Solidaire »

La variante Région « Exportatrice et Solidaire » fixe des objectifs plus ambitieux en termes de production de gaz vert, avec notamment une mobilisation plus importante du gisement de Power-to-gas qui peut être associé à des unités de méthanisation.

Le graphique ci-dessous présente les coûts de raccordement moyen pondérés par département dans ce scénario :

Figure 59 - LCOE moyen de raccordement par département – Scénario Région « Exportatrice et solidaire »



Le LCOE moyen de raccordement régional augmente légèrement à 5,83 €/MWhPCS (contre 5,55 €/MWhPCS dans le scénario de référence). Cette augmentation est due au fait que les unités de power-to-gas sont principalement raccordées dans la période 2030-2050, sur des unités de méthanisation qui ont déjà été raccordées dans les périodes précédentes. Deux cas sont alors possibles :

- Soit la consommation locale permet d'écouler la production de power-to-gas en plus de la production de méthanisation ; dans ce cas il suffit que l'unité de power-to-gas utilise les mêmes ouvrages de raccordement que l'unité de méthanisation et les coûts de raccordement sont donc quasi-nuls ;
- Soit la consommation locale n'est plus suffisante pour écouler la production de power-to-gas en plus de celle de méthanisation ; dans ce cas, il faut construire des ouvrages permettant de lever les contraintes d'injection (maillages, rebours) pour pouvoir accueillir le power-to-gas.

L'augmentation de production (tendant à baisser le LCOE) n'est donc pas compensée par le coût induit par les ouvrages supplémentaires de raccordement permettant d'accueillir la production des unités de power-to-gas (qui, lui, tend à faire augmenter le LCOE).

### 5.2.2 Raccordement des unités de pyrogazéification et de power-to-gas associées

La modélisation effectuée dans la partie 5.2.1 permet d'obtenir les coûts de raccordement des unités de méthanisation et des éventuelles unités de power-to-gas associées. Le positionnement

de ces unités est conditionné par le positionnement des ressources, qui sont difficilement transportables.

Dans le cas des unités de pyrogazéification, la ressource utilisée est facilement transportable. Il est donc supposé que les unités de pyrogazéification pourront être positionnées pour prendre en compte la contrainte réseau. Le raccordement des unités de pyrogazéification est supposé être fait sur le réseau de transport régional voire national, sur des tronçons sans enjeux sur les contraintes d'injection de biométhane.

De la même manière, les unités de power-to-gas qui ne sont pas associées à des unités de méthanisation sont supposées être raccordées directement sur le réseau de transport régional voire national. Ces unités de power-to-gas seront associées à des unités de pyrogazéification, elles-mêmes positionnées près du réseau de transport de gaz, ou à proximité de sites industriels disposant de gisements de CO<sub>2</sub>. Les sites industriels intéressants sont supposés être desservis par le réseau de transport de gaz.

Dans les deux cas, une hypothèse de raccordement standard est donc réalisée. On suppose que le raccordement de ces unités est effectué :

- Sur le réseau de transport ;
- Avec une distance de 100 mètres entre le réseau de transport et le point d'injection ;
- Sans renforcement sur le réseau.

Dans ce cadre, le coût du raccordement est composé :

- Du poste d'injection sur le réseau de transport ;
- Du compresseur ;
- De 100 mètres de canalisation de réseau de transport.

Les unités de pyrogazéification sont supposées être dimensionnées à 11 MWPCS, pour une durée de fonctionnement de 8000 h/an, soit une production annuelle de 88 GWhPCS.

Avec ces hypothèses, le LCOE du raccordement d'une unité de **pyrogazéification seule** est de **1,43 €/MWhPCS**.

Selon les scénarios, des unités de power-to-gas peuvent être associées à des unités de pyrogazéification. Dans ce cas, les unités de power-to-gas sont supposées être dimensionnées à 5,7 MWPCS, avec des profils de charge qui varient en fonction de la période et de la localisation géographique. Seul le scénario « Région Exportatrice et Solidaire » envisage une production de power-to-gas suffisamment élevée pour que ce cas se produise, uniquement en 2050. La production totale de gaz par ces unités de **power-to-gas associées à des unités de pyrogazéification** atteindrait 2 593 GWh, pour un LCOE de raccordement de **0,65 €/MWh**.

**NB :** Le LCOE de raccordement du power-to-gas associé présenté correspond uniquement à la plus-value par rapport au raccordement d'une unité de pyrogazéification seule. Aussi il n'intègre pas le coût de la canalisation ni le coût du poste d'injection sur le réseau de transport. Le seul coût à prendre en compte est un surcoût sur le compresseur, ce qui explique les coûts de raccordement particulièrement faibles.

Des unités de power-to-gas peuvent également être positionnées à proximité de sources de CO<sub>2</sub> industrielles. On suppose que ces sources de CO<sub>2</sub> industrielles sont également situées à proximité du réseau de transport de gaz, sur des portions sans enjeux d'injection. Dans ce cas, les unités sont supposées dimensionnées à 24 MW, avec des taux de charge dépendant de la

zone géographique et de la période. Encore une fois, seul le scénario Région « Exportatrice et Solidaire » présente une production de gaz en Power-to-gas suffisante pour recourir à de telles unités, et uniquement sur la période 2030-2050. Le LCOE du raccordement de telles unités est **de 2,41 €/MWhPCS**. Le LCOE de raccordement plus important que celui des unités de pyrogazéification s'explique par un taux de charge assez faible, aux alentours de 40 %.



### 5.2.3 Synthèse des coûts

Le tableau ci-dessous synthétise l'ensemble des coûts de raccordement par période et par moyen de production :

Tableau 39 – Synthèse des coûts de raccordement par moyen de production et par période – Scénario de référence (scénario A)

Année	2023	2030	2050
Production Méthanisation raccordée sur la période (TWh PCS)	0,99 TWhPCS	5,67 TWhPCS	11,63 TWhPCS
Production PtG/métha raccordée sur la période (TWh PCS)	0,00 TWhPCS	0,00 TWhPCS	0,15 TWhPCS
LCOE moyen pondéré méthanisation et PtG associé (€/MWhPCS) sur la période	5,09 €/MWhPCS	5,77 €/MWhPCS	5,46 €/MWhPCS
...Dont LCOE des rebours mutualisés	0,56 €/MWhPCS	0,56 €/MWhPCS	0,56 €/MWhPCS
LCOE moyen pondéré méthanisation et PtG associé (€/MWhPCS) cumulé	5,09 €/MWhPCS	5,67 €/MWhPCS	5,54 €/MWhPCS
Production Gazéification raccordée sur la période (TWh PCS)	0,00 TWhPCS	0,26 TWhPCS	5,61 TWhPCS
LCOE moyen pondéré Gazéification (€/MWhPCS) sur la période	1,43 €/MWhPCS	1,43 €/MWhPCS	1,43 €/MWhPCS
Production PtG/Gazéification raccordée sur la période (TWh PCS)	0,00 TWhPCS	0,00 TWhPCS	0,08 TWhPCS
LCOE moyen pondéré PtG/Gazéification (€/MWhPCS) sur la période - Surcoût gazéification uniquement	0,00 €/MWhPCS	0,00 €/MWhPCS	0,65 €/MWhPCS
Production PtG/Industrie raccordée sur la période (TWh PCS)	0,00 TWhPCS	0,00 TWhPCS	0,31 TWhPCS
LCOE moyen pondéré PtG/Industrie (€/MWhPCS)	0,00 €/MWhPCS	0,00 €/MWhPCS	2,4 €/MWhPCS
Production Gaz vert de la période	0,99 TWhPCS	5,93 TWhPCS	17,9 TWhPCS
Production Gaz vert cumulée	0,99 TWhPCS	6,92 TWhPCS	24,8 TWhPCS
LCOE moyen pondéré raccordement de la période	5,09 €/MWhPCS	5,58 €/MWhPCS	4,10 €/MWhPCS
LCOE moyen pondéré raccordement cumulé	5,09 €/MWhPCS	5,51 €/MWhPCS	4,50 €/MWhPCS

#### 5.2.4 Comparaison des besoins d'adaptation pour les raccordements des unités de méthanisation et celles de power-to-gas associées

Tableau 40 - Nombre d'unités raccordées par technologie

Scénario	Gaz Porté	MPB	MPC	Transport	Transport en PE8bar	Total
Scénario A au_r6_d1	32	458	192	47	0	<b>729</b>
Scénario ES es_r6_d1	33	454	201	41	0	<b>729</b>
Scénario A au_r5_d1	31	571	339	57	0	<b>998</b>
Scénario A au_r6_d1_prepo	18	528	149	33	1	<b>729</b>
Scénario A au_r6_d2	28	460	171	53	17	<b>729</b>

La technologie d'injection mutualisée sur le réseau de transport en PE8bar n'arrive à émerger que dans la variante sans GNV (au\_r6\_d2), et pour une seule unité dans la variante avec prépositionnement des rebours.

Le nombre d'unités raccordées en gaz porté est à peu près constant dans toutes les variantes (une trentaine), sauf dans la variante avec prépositionnement des rebours où le recours au portage du gaz est diminué de moitié (seulement 18 unités concernées).

De même, le nombre d'unités raccordées directement en haute pression sur le réseau de transport est stable d'un scénario à l'autre (entre 40 et 50), sauf dans la variante avec prépositionnement des rebours, dans laquelle les rebours permettent d'injecter plus de biométhane sur le réseau de distribution.

Tableau 41 - Distance moyenne de raccordement

Département \ Scénario ->	Scénario A au_r6_d1	Scenario ES es_r6_d1	au_r5_d1	au_r6_d1_prepo	au_r6_d2
Charente	8	7,7	6,7	7,3	8,4
Charente-Maritime	7,7	7	7,2	8,1	15,4
Corrèze	8,2	7,9	7,6	7,8	7,4
Creuse	9,4	9,4	8	10,2	8,3
Deux-Sèvres	8,2	7,6	6,5	7,5	7,4
Dordogne	9,1	8,2	7,5	8	7,9
Gironde	4,6	5,6	5,2	3,6	5,1
Haute-Vienne	8,5	8,8	8	8,3	9,1
Landes	6,4	7,4	6,4	6,8	6,2
Lot-et-Garonne	8,8	8,9	8,7	6,6	8,7

Pyrénées-Atlantiques	5,5	5,4	5,4	5,7	5,9
Vienne	8,4	8,4	7,6	8,3	8
<b>Moyenne régionale</b>	<b>7,8</b>	<b>7,6</b>	<b>7,1</b>	<b>7,5</b>	<b>8,4</b>

Les longueurs dans le tableau ci-dessus **n'incluent pas** les canalisations éventuellement créées pour relier deux réseaux de distribution entre eux afin d'augmenter la capacité d'injection (maillages).

La variante avec des unités de méthanisation plus petites mais réparties plus densément sur le territoire (au\_r5\_d1) présente, sans surprise, les distances de raccordement les plus faibles.

Inversement, la variante sans GNV (au\_r6\_d2), qui implique un étiage estival de consommation plus prononcé et donc des contraintes plus fortes pour l'injection, présente les distances de raccordement les plus élevées car on va plus souvent devoir aller se raccorder plus loin afin que la puissance injectable soit suffisante.

Tableau 42 - Nombre de rebours

Scénario	Rebours MPB -> MPC	Rebours Distribution -> Transport	Rebours Transport régional -> Transport national	Total
Scénario A au_r6_d1		32	8	<b>40</b>
Scénario ES es_r6_d1	3	55	22	<b>80</b>
Scénario A au_r5_d1		28	19	<b>47</b>
Scénario A au_r6_d1_prepo		32 (dont 32 prépositionnés)	9 (dont 8 prépositionnés)	<b>41</b>
Scénario A au_r6_d2		33	17	<b>50</b>

Les scénarios qui conduisent à la création du plus grand nombre de rebours sont :

- la variante es\_r6\_d1 (région exportatrice et solidaire) en raison du développement beaucoup plus fort de la filière Power-to-gas ;
- la variante au\_r6\_d2 (variante sans GNV) en raison de l'étiage estival moins favorable à l'injection de biométhane en l'absence de consommations pour la mobilité.

On note également que les rebours MPB → MPC sont très peu souvent utilisés.

Enfin, on remarque qu'en plus des 40 rebours prépositionnés, la variante avec prépositionnement des rebours en a généré un de plus par rapport à la variante de référence.

À l'horizon intermédiaire 2030, on recense 35 rebours dans le scénario A (variante de référence) et 36 rebours dans le scénario ES.

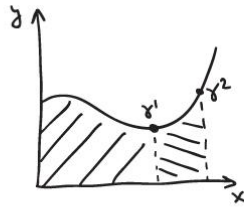
Tableau 43 – Longueurs (en km) de canalisations créées par scénario

	Scénario A au_r6_d1	Scénario ES es_r6_d1	Scénario A au_r5_d1	Scénario A au_r6_d1_p repo	Scénario A au_r6_d2
<b>Canalisations de distribution, hors maillages</b>	<b>5292</b>	<b>5208</b>	<b>6666</b>	<b>5187</b>	<b>4981</b>
Dont MPB	3204	3052	3615	3596	3338
Dont MPC	2087	2156	3050	1590	1643
<b>Maillages réseau MPB</b>	<b>405</b>	<b>436</b>	<b>442</b>	<b>402</b>	<b>352</b>
<b>Maillages réseau MPC</b>	<b>36</b>	<b>94</b>	<b>67</b>	<b>28</b>	<b>66</b>
<b>Canalisation de transport</b>	<b>141</b>	<b>105</b>	<b>158</b>	<b>89</b>	<b>189</b>
Dont transport national	81	63	87	51	88
Dont transport régional	60	42	71	38	101
<b>Canalisations PE8bar pour injection sur le réseau de transport</b>				<b>29</b>	<b>240</b>
<b>Total général</b>	<b>5876</b>	<b>5846</b>	<b>7335</b>	<b>5735</b>	<b>5830</b>

Dans toutes les variantes où le rayon de collecte des méthaniseurs est de 6 km, la longueur de réseau créée pour raccorder les unités de méthanisation (et les éventuelles unités de power-to-gas associées) se situe entre 5700 et 5900 km, dont la majorité est constituée de canalisations de distribution ; ce chiffre doit être comparé au linéaire actuel de réseau sur la Région, qui est de l'ordre de 6 000 km pour le transport, et entre 20 000 et 23 000 km pour la distribution. Il n'y a quasiment pas de différence entre les scénarios A et ES car les unités de pyrogazéification supplémentaires sont positionnées sur les réseaux de transport, et le power-to-gas se raccorde ou bien directement sur le réseau de transport ou bien sur un site de méthanisation qui possède déjà son raccordement.

La variante au\_r5\_d1, dans laquelle le rayon de collecte est de 5 km et les méthaniseurs plus nombreux et plus petits, la distance s'établit entre 7 300 et 7 400 km.

À l'horizon intermédiaire 2030, le linéaire de canalisations à créer s'établit autour de 1 900 km, dans le scénario A (variante de référence) comme dans le scénario ES.



*Analyse*  
**DES**  
**RÉSULTATS**

6.

## 6. Analyse des résultats

### 6.1 Bilan global

Tableau 44 – Synthèse des résultats des deux scénarios en 2050

		scénario A	Scénario ES
Demande	TWhPCS	25,1	42,2
Demande régionale	TWhPCS	25,1	25,1
Export	TWhPCS	0,0	17,2
Production	TWhPCS	25,1	42,2
Méthanisation	TWhPCS	18,1	18,1
Pyrogazéification - Bois	TWhPCS	5,4	9,7
Pyrogazéification - CSR	TWhPCS	0,6	0,6
Power-to-gas	TWhPCS	0,6	11,8
Coproducteur chaleur	TWhPCS	0,5	2,0
Part de ressources mobilisées			
Ressource méthanisable	%	100%	100%
Ressource bois énergie	%	82%	100%
Parc d'unités de production installées			
Méthanisation	-	729	729
Pyrogazéification	-	67	116
Power-to-gas	-	35	548
Evolution des réseaux			
Km de réseau ajouté	km	5880	5850
Nb de rebours	-	40	80
Coût moyen du gaz délivré	€/MWh	118	135
Approvisionnement gaz	€/MWh	88	115
Raccordement et adaptation aux gaz ENR	€/MWh	5	4
Réseau historique + stockage	€/MWh	25	16

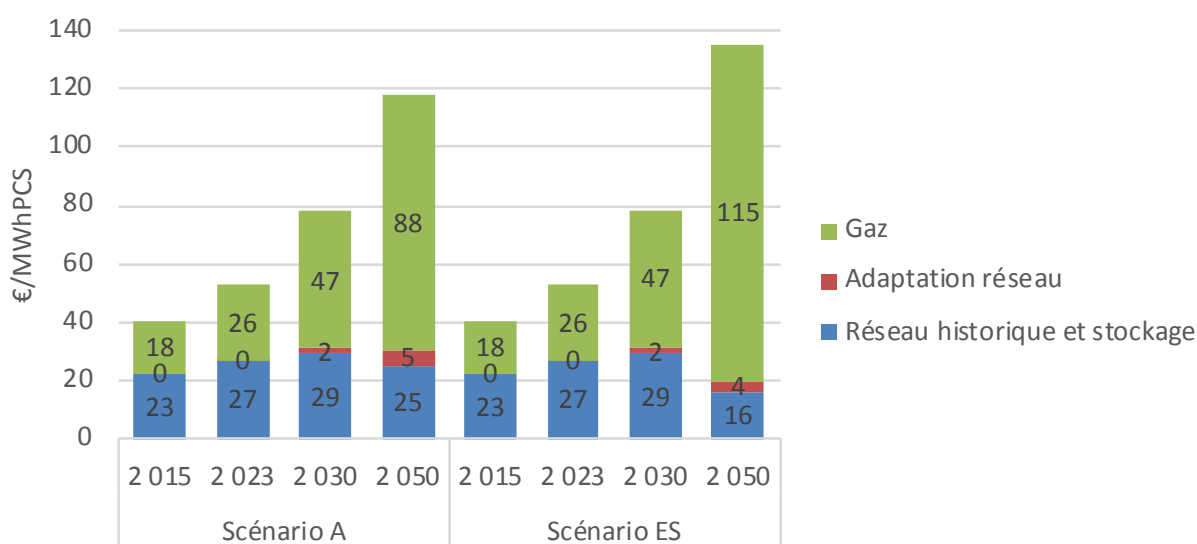
Les coûts du système gazier (production de gaz, transport, distribution, stockage) sont évalués aux différentes années de projection et rapportés au volume de gaz consommé (consommation locale + exportation dans le cas du scénario ES). Les résultats sont synthétisés sur la Figure 60. Le coût total actuel est estimé à 41 €/MWh<sub>PCS</sub>, constitué pour moitié du prix du gaz (100% gaz naturel importé) et pour moitié du coût du réseau et du stockage.

Dans les deux scénarios, la transition vers le 100% gaz vert induit une hausse du coût : en 2050, il atteint 118 €/MWh<sub>PCS</sub> pour le scénario A « autonome » et 135 €/MWh<sub>PCS</sub> pour le scénario ES « Exporteur et solidaire ».

Pour le scénario A, la hausse s'explique avant tout par la hausse des coûts de production du gaz passant de 18 €/MWh<sub>PCS</sub>, soit le prix actuel du gaz naturel, à 88 €/MWh<sub>PCS</sub> correspondant au coût de production moyen des filières méthanisation et pyrogazéification (Figure 62). Les coûts du réseau « historique » et du stockage augmentent de 2 €/MWh<sub>PCS</sub> : il s'agit seulement de l'effet volume lié à la baisse de consommation, cette partie du réseau et le stockage restant identique,

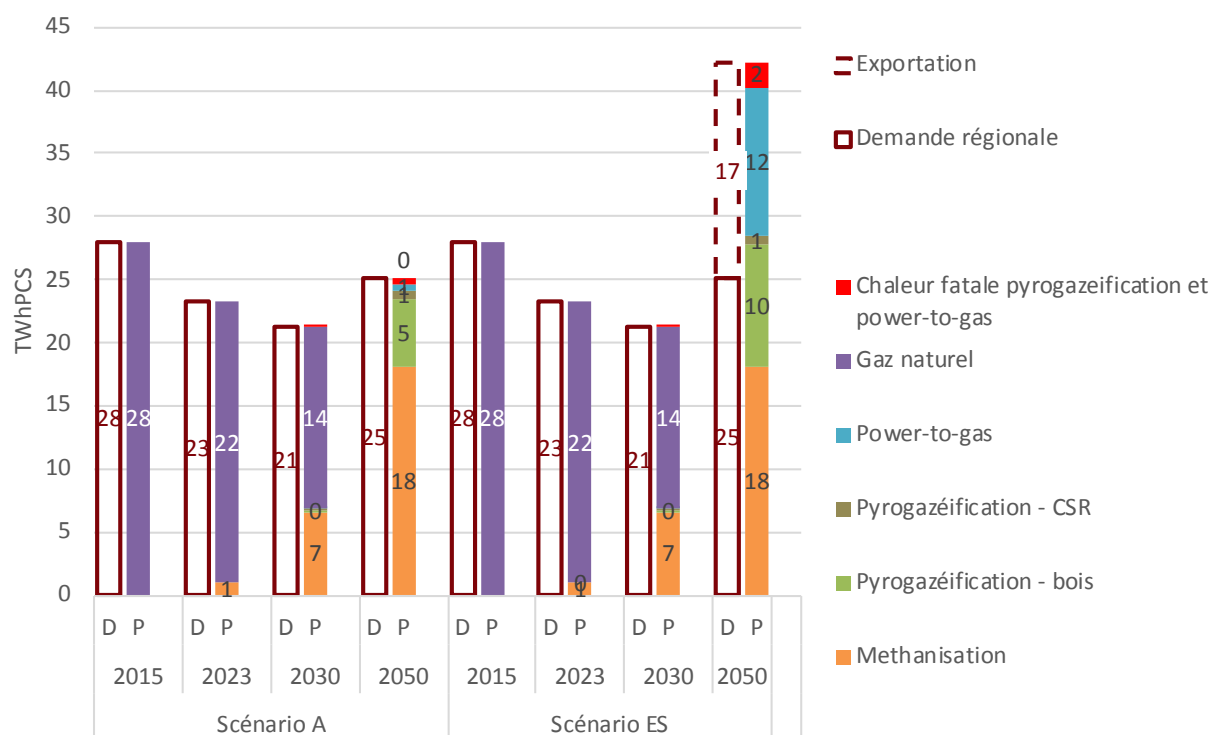
son amortissement sur un volume plus faible de gaz est donc plus élevé<sup>71</sup>. Les coûts supplémentaires du réseau liés à l'intégration des gaz verts sont évalués à 4 €/MWh<sub>PCS</sub> soit environ 15% des coûts totaux « réseau + stockage », mais seulement 4% du coût total au MWh<sub>PCS</sub> délivré.

Pour le scénario ES, la hausse plus importante s'explique par le recours à des filières de production plus coûteuses : le power-to-gas tout d'abord, mais aussi la pyrogazéification qui est mobilisée de manière plus importante (Figure 62). Cette hausse importante des coûts de production est toutefois en partie atténuée par la baisse des coûts des infrastructures pour deux raisons : d'une part l'augmentation de la demande (exportation) permet d'amortir les coûts fixes du réseau sur un volume de gaz plus important, et d'autre part les coûts d'adaptations du réseau pour les capacités de gaz verts sont plus faibles au MWh<sub>PCS</sub>. En effet, les nouvelles capacités raccordées ont tendance à avoir des coûts de raccordement plus faibles, que ce soit le power-to-gas associé à la méthanisation, qui bénéficie déjà du raccordement de l'unité de méthanisation et potentiellement d'autres infrastructures (maillage, rebours), ou les plus grosses unités de power-to-gas ou de pyrogazéification raccordés au réseau de transport (voir 5.2.2).

Figure 60 – Coût du MWh<sub>PCS</sub> de gaz consommé

<sup>71</sup> On note d'ailleurs qu'en 2030, en raison de la demande encore plus faible (Figure 61), la part « réseau historique et stockage » est encore plus élevée (30 €/MWh<sub>PCS</sub>) pour la même raison.

Figure 61 – Bilan consommation-production de gaz



La Figure 62 présente, pour chaque scénario, les coûts de production des différentes filières ainsi que les hypothèses de coût d’approvisionnement en gaz naturel<sup>72</sup>.

Les coûts de production de la méthanisation évoluent peu, (84 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2023, 86 €/MWh<sub>PCS</sub> à 84 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2050). Les baisses de coûts des nouvelles unités de production sont compensées par la hausse des coûts des intrants<sup>73</sup> avec la mobilisation croissante des cultures intermédiaires (Figure 63). Si la baisse des coûts est importante (voir au chapitre 3.3.1) pour les nouvelles unités, l’atténuation des coûts sur l’ensemble du parc est progressive du fait de la durée de vie des unités considérées de 20 ans.

Pour la filière pyrogazéification, dans le scénario A, les coûts de production sont assez stables, la baisse des coûts sur le procédé est en partie compensée par l’augmentation du coût des intrants avec l’augmentation des volumes consommés, sauf pour les CSR où la redevance de traitement est considérée stable. Dans le scénario ES, la forte mobilisation de la ressource bois énergie induit une forte hausse des coûts de production du gaz vert de cette filière : passage de 100 à 125 €/MWh<sub>PCS</sub>.

Pour le power-to-gas, dans le scénario A, les baisses de coûts des procédés permettent une diminution sensible des coûts de production, de près de 180 €/MWh à 130 €/MWh, mais les volumes produits restent faibles. Pour le scénario ES, les coûts restent stables, la baisse des coûts de transformation étant compensée par la hausse des coûts de l’électricité (augmentation des volumes). On note également en 2050 des coûts non négligeables, entre 4 et 7 €/MWh, destinés à l’approvisionnement en CO<sub>2</sub> issu du secteur de l’industrie (coût de captage) voire même de stockage, dans le cas du scénario ES où le besoin de power-to-gas est important, les capacités de production de CO<sub>2</sub> en flux tendu, compatibles avec le power-to-gas (cf 3.2.7), ne suffisent pas.

<sup>72</sup> Le prix du gaz naturel en 2050 est considéré à 42 €/MWh<sub>PCS</sub>, hypothèse identique à l’étude sur ADEME, ARTELYS, ARMINES-PERSEE et ENERGIES DEMAIN, Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisation, 2015. Ce prix est estimé d’après World Energy Outlook. hypothèse identique à celle prise dans l’étude [1].

<sup>73</sup> Les hypothèses sur le coût de mobilisation des intrants de la méthanisation sont au paragraphe 3.3.1.



Figure 62 – Évolution des coûts de production du parc en fonctionnement, par filière

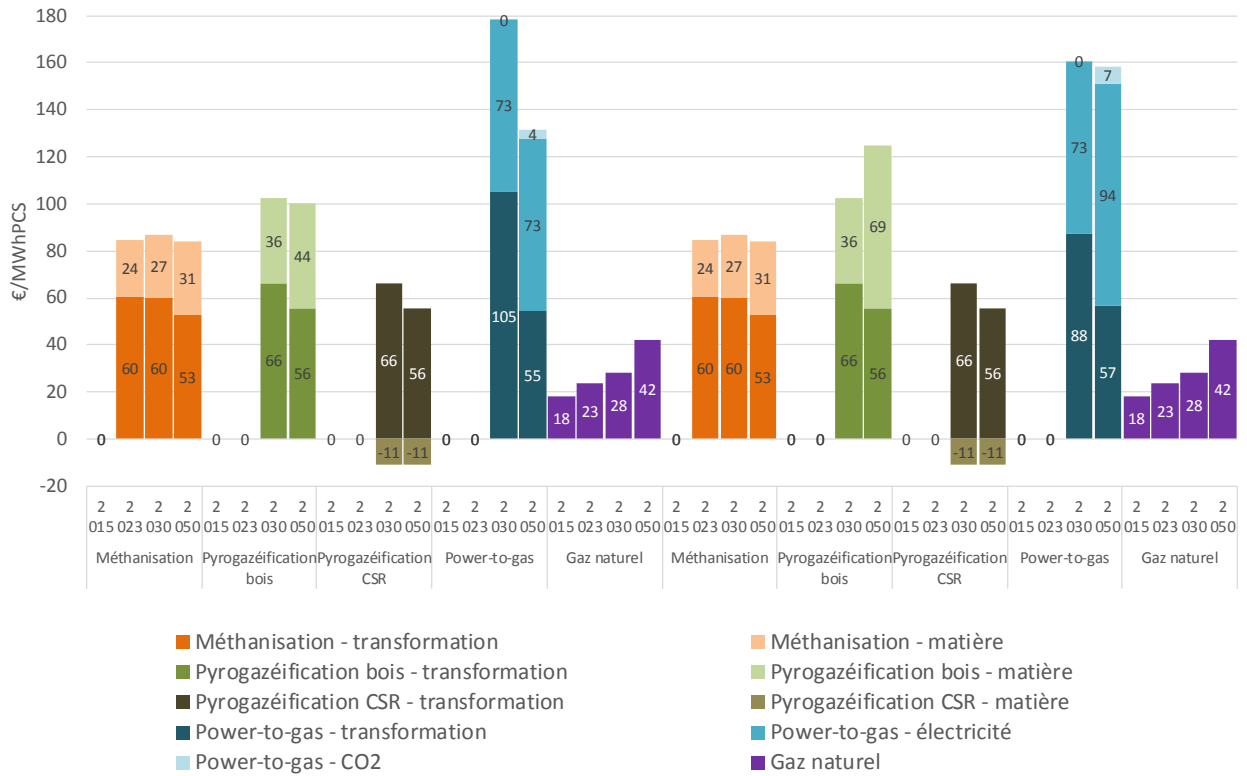
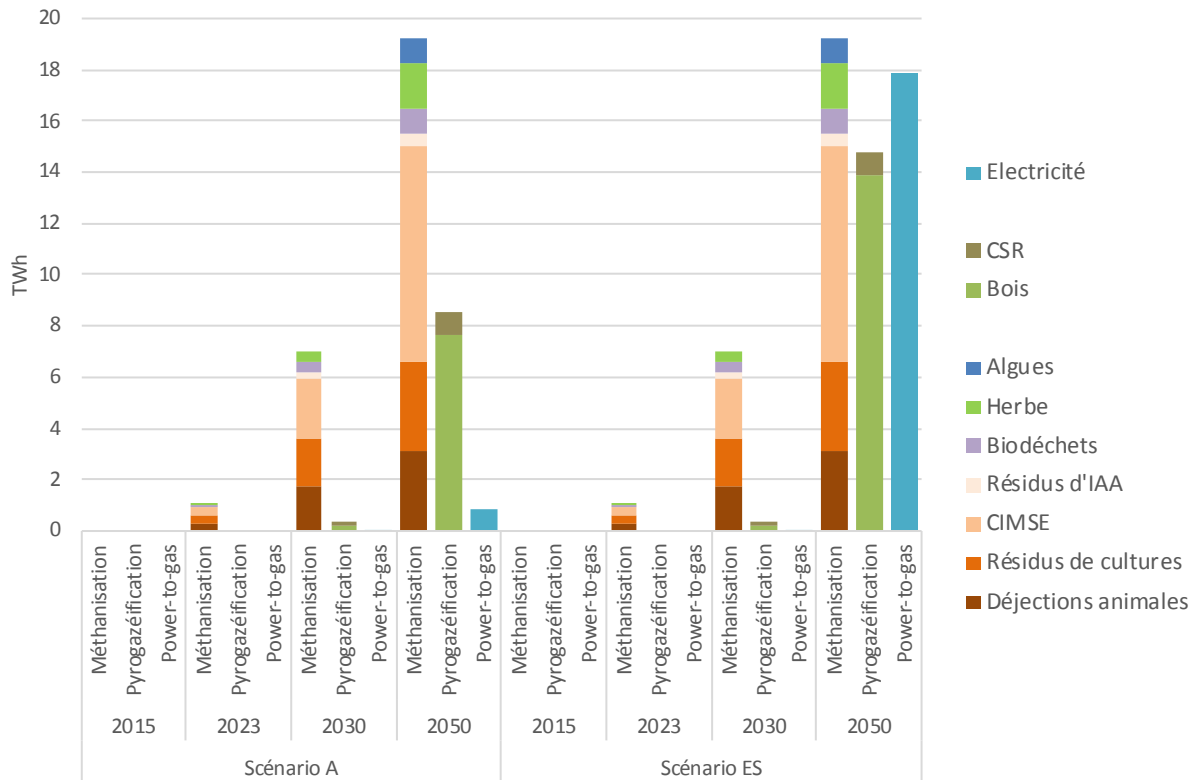


Figure 63 – Ressources mobilisées pour la production de gaz verts



Pour le scénario A (Figure 67), en 2050, la majorité du gaz vert produit est issu de la filière méthanisation pour tous les départements, exceptée la Gironde qui a une dominante « pyrogazéification ». Concernant le rythme de production de gaz vert, la dynamique diffère entre départements avec d'une part des territoires « économiquement » favorables au développement de la méthanisation (tailles d'unité assez importantes, intrants à faibles coûts, capacité de raccordement du réseau) comme les Deux-Sèvres, la Vienne et la Dordogne, pour lesquels plus de la moitié du potentiel de production est déjà mis en œuvre en 2030, sur le reste du territoire, le développement se fait de manière plus importante sur la dernière période 2030-2050.

Figure 64 – Trajectoire de production de gaz verts, par département – Scénario A

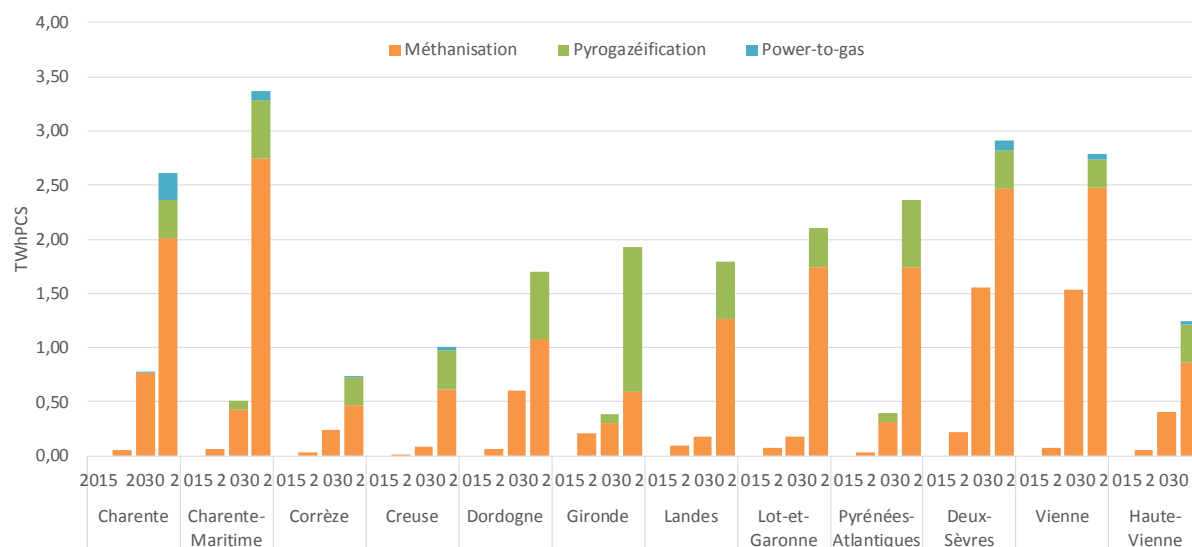
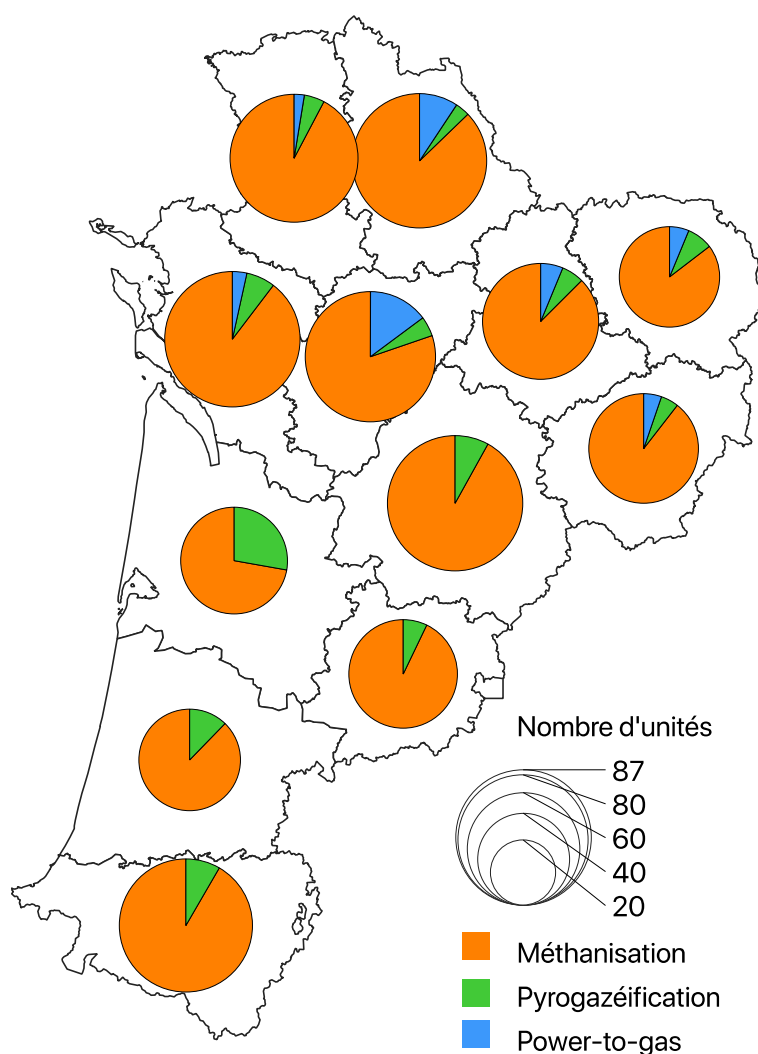


Figure 65 – Parc de production en 2050 – Scénario A

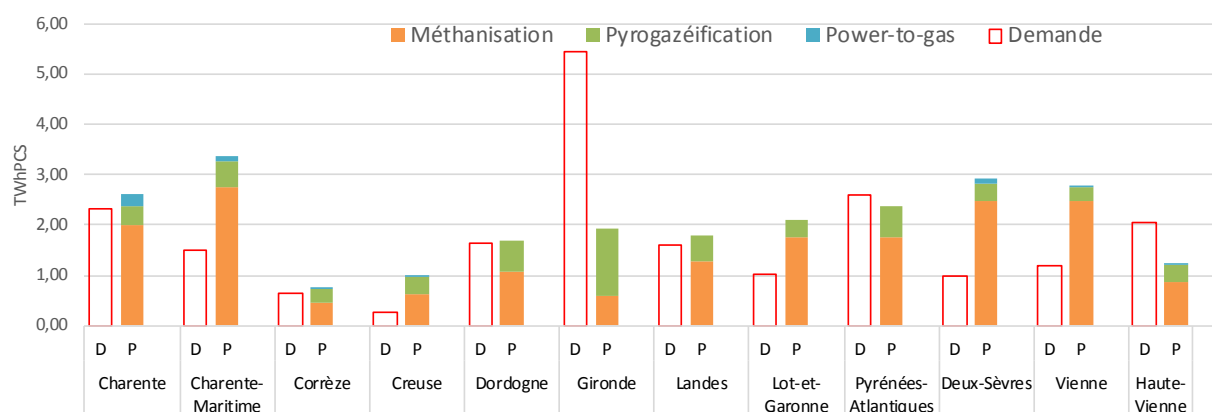


Pour le scénario A, si au niveau régional, l'équilibre offre de gaz vert/demande est atteint en 2050, des disparités départementales (Figure 66) existent et s'expliquent par des différences de profils de consommation de gaz et les ressources disponibles. Ainsi, deux départements, la Gironde et dans une moindre mesure la Haute-Vienne, présentent un déficit important de production :

- la Gironde pour son importante démographie et activité économique au regard d'un faible potentiel en méthanisation, principale source mobilisée dans le scénario A.
- la Haute-Vienne, un faible potentiel de production couplé à une part importante de consommation de gaz de l'industrie (environ 50% aujourd'hui), dont le potentiel d'économie d'énergie à l'horizon 2050 est beaucoup moins marqué que pour le résidentiel et le tertiaire (voir Figure 2).

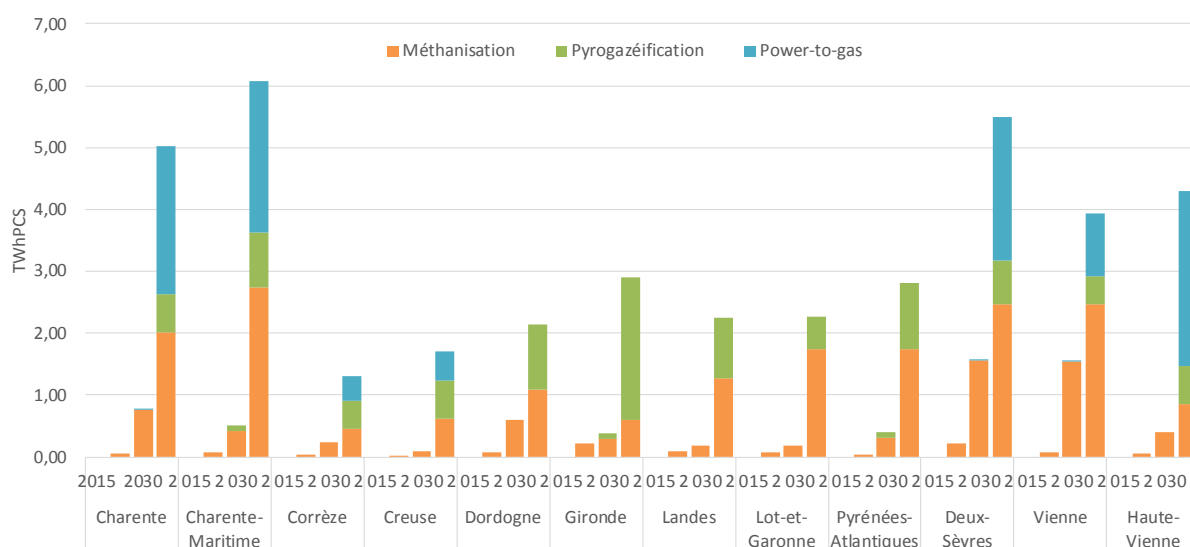
A l'inverse certains départements présentent des ressources de gaz verts nettement supérieures à leurs besoins, tels la Charente-Maritime, la Creuse, le Lot-et-Garonne, les Deux-Sèvres et la Vienne.

Figure 66 – Demande et production de gaz, par département, en 2050 – scénario A



Pour le scénario ES, le mix de production de gaz vert devient beaucoup plus diversifié, en particulier pour les départements des anciennes régions Poitou-Charentes et Limousin où se développe le power-to-gas<sup>74</sup>. Tous les départements deviennent exportateur net de gaz.

Figure 67 – Trajectoire de production de gaz verts, par département – Scénario ES



<sup>74</sup> La répartition du power-to-gas s'appuie sur une étude avant tout optimisée pour le système électrique (voir 3.2.7), des études approfondies prenant en compte de manière plus détaillée le système électrique (maille départementale ou plus fine, réseau de distribution) et le réseau de gaz pourraient induire des modifications de cette répartition. Il en va de même si d'autres choix de développement du parc de production électrique sont choisis.

Figure 68 – Demande et production de gaz, par département, en 2050 – scénario ES

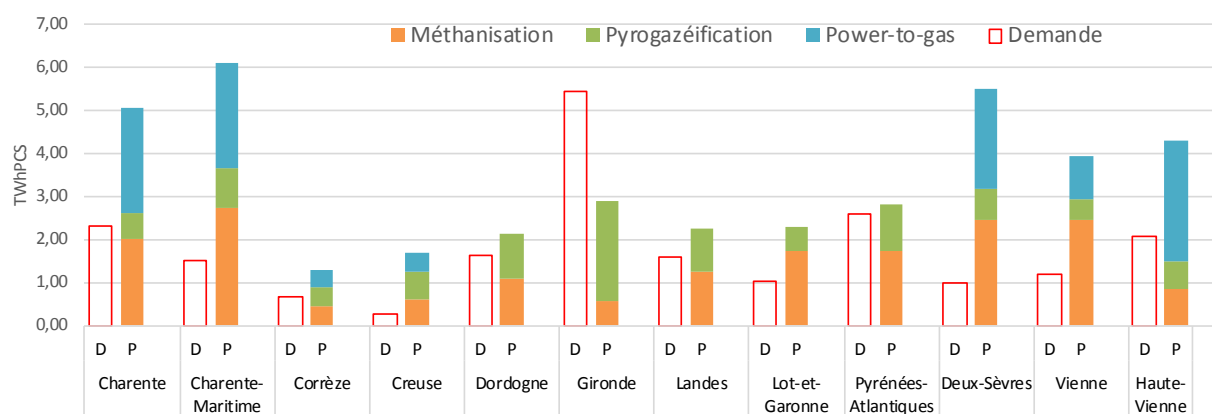
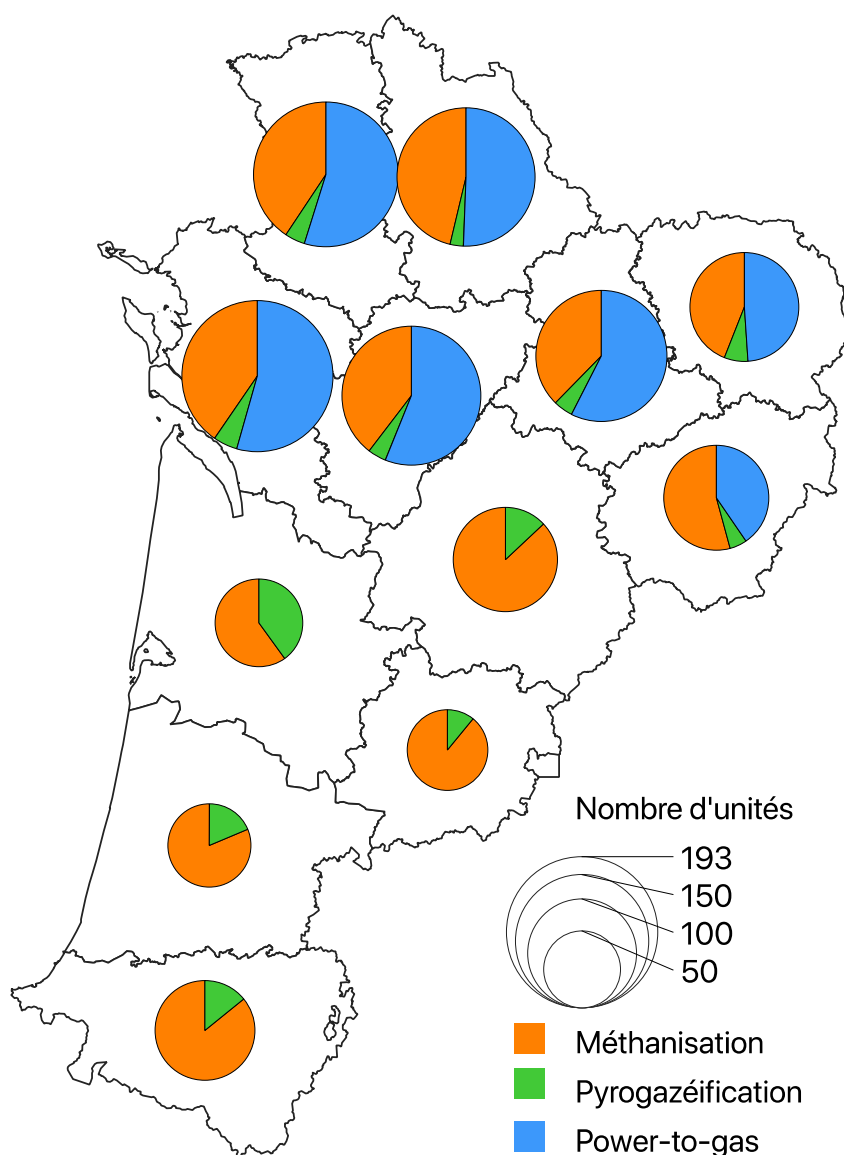


Figure 69 – Parc de production en 2050 – Scénario ES

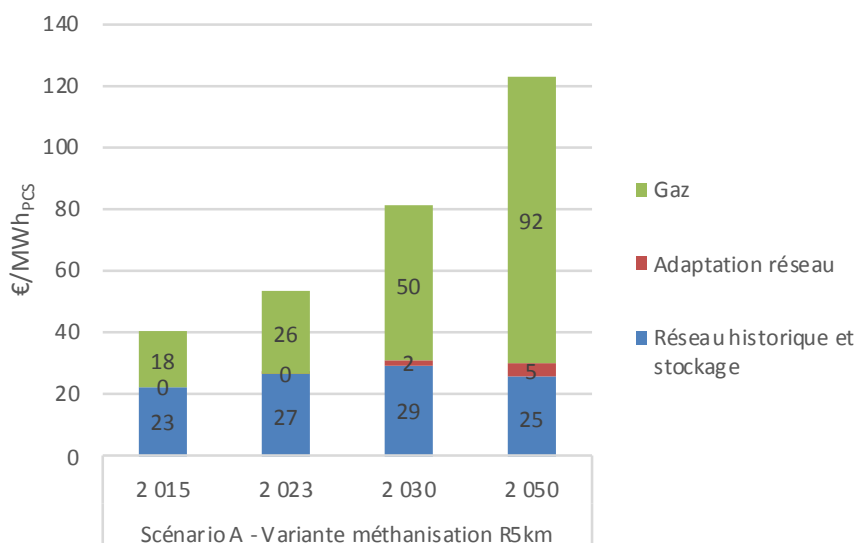


### 6.1.1 Variante taille méthanisation (Rcollecte = 5 km)

Dans cette variante, les bilans production/consommation sont identiques au scénario A de référence. La filière méthanisation produit et injecte le même volume de biométhane, mais le parc de méthaniseurs est composé d'unités de plus petites tailles, ainsi le nombre de méthaniseurs en valorisation injection est plus important : en 2050, environ 1000 contre 730 dans le scénario de base.

Cette variante présente des coûts plus importants de 4% (123 €/MWh<sub>PCS</sub> au lieu de 118 €/MWh<sub>PCS</sub>) pour deux raisons :

- D'une part les coûts de production du gaz sont plus élevés, à cause de l'effet de taille sur le parc de méthaniseurs, le coût de production du méthane issu de la filière méthanisation en 2050 augmente de 6% (91 €/MWh contre 86 €/MWh)
- De la même manière, les coûts de raccordement augmentent (voir 5.2.1.4)

Figure 70 - Coût du MWh<sub>PCS</sub> de gaz consommé – scénario A variante méthanisation R5

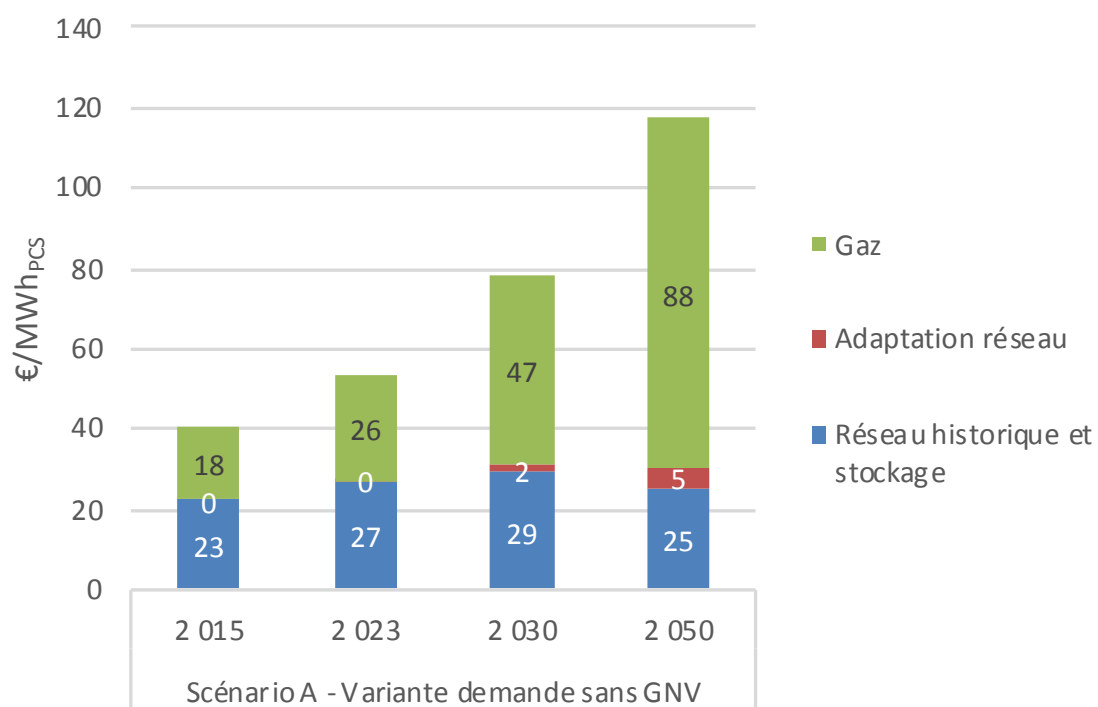
### 6.1.2 Variante « Demande sans GNV »

Pour rappel, dans cette variante, la demande de gaz reste identique en volume annuel au scénario A de référence mais le profil journalier est plus saisonnalisé (voir partie 5.2.1.4), car sans GNV.

Dans la modélisation, cette variante impacte les coûts de raccordement, car il devient plus difficile de raccorder les unités de méthanisation sans avoir recours au rebours (voir détail en partie 5.2.1.4).

Au final, les coûts d'adaptation des réseaux augmentent de 10% ; mais l'impact sur le coût global reste négligeable.

Figure 71 - Coût du MWh<sub>PCS</sub> de gaz consommé – scénario A variante « demande sans GNV »





## 6.2 Impact sur les consommateurs

L'impact que la transition pourrait avoir sur la facture énergétique des consommateurs est évalué dans cette partie. Quatre consommateurs type ont été modélisés, leur description se trouve dans le Tableau 45.

Tableau 45 – Descriptif des consommateurs type

Type	Consommation	Approvisionnement gaz
Résidentiel	Logement équipé d'un chauffage gaz, avec une consommation actuelle de 13 MWh/an (consommation moyenne Nouvelle Aquitaine en 2015)	Raccordement au réseau de distribution Prix TTC
Tertiaire	Bâtiment tertiaire au chauffage gaz, avec une consommation actuelle de 380 MWh/an (consommation moyenne Nouvelle Aquitaine en 2015)	Raccordement au réseau de distribution Prix Hors TVA
Industrie	Industrie au chauffage gaz, avec une consommation de 60 000 MWh/an (consommation moyenne Nouvelle Aquitaine, d'un site industriel connecté au réseau de transport)	Raccordement au réseau de transport Prix hors TVA Exonération TICGN
Transporteur	Transporteur local – 20 camions <sup>75</sup> , avec une consommation d'environ 450 tGNV/an (6500MWh/an)	Ravitaillement station GNV Poids-lourds délivrant 800 tGNV/an. Raccordement au réseau de distribution Prix hors TVA Exonération TICGN

La structure tarifaire se décompose en principales composantes :

- La molécule + marge fournisseur
- Le réseau : transport + distribution + stockage
- Les taxes et contribution
  - CTA : contribution tarifaire d'acheminement, elle finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des secteurs régulés relevant du régime des IEG, industries électriques et gazières.
  - TICGN : taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
  - TVA

<sup>75</sup> Fonctionnement 5 jours sur 7, soir 260 j/a avec une journée de 250 km/j pour chaque camion consommant 30 kgGNV/100km

La structure tarifaire est différente selon les types de consommateur, le prix du gaz est plus cher pour les petits consommateurs pour plusieurs raisons :

- Raccordement au réseau de distribution, ce qui induit des coûts supplémentaires lié au réseau
- Les gros consommateurs ou les professionnels ne paient pas certaines taxes ou contributions (ex TICGN pour les stations GNV ou les industriels gros consommateurs d'énergie)

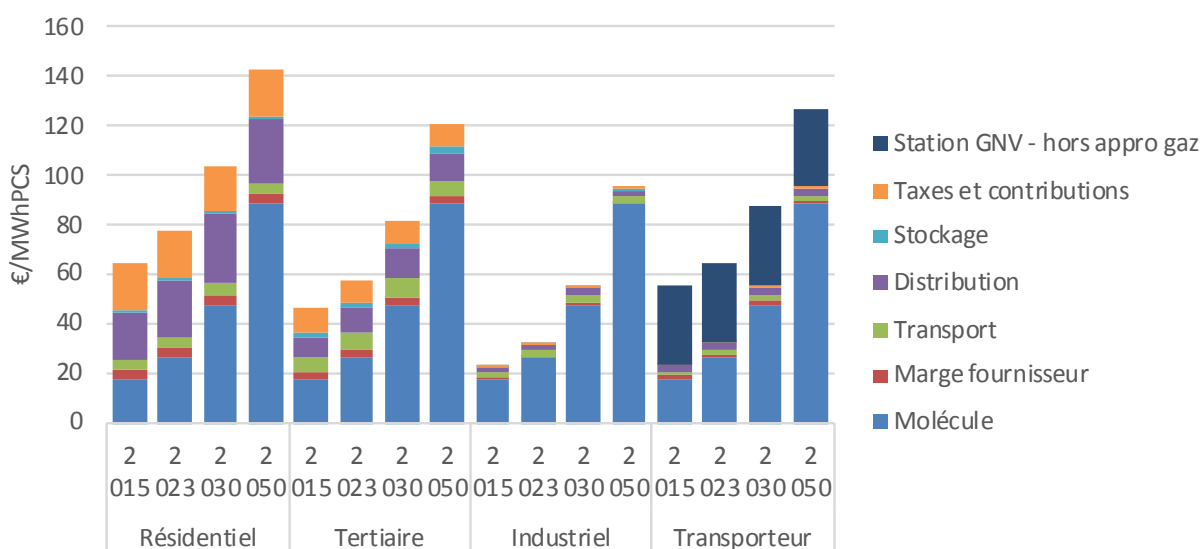
Le prix actuel (Figure 72) oscille entre 23 €/MWh pour un gros industriel ou et plus de 60€/MWh pour un particulier ou un transporteur (prix à la pompe<sup>76</sup>). Pour les projections de ces prix ont les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Évolution du prix de la molécule au prorata du prix du mix de gaz dans le réseau
- Évolution de chaque composante transport/distribution/stockage selon les modélisations réalisées sur le réseau
- Taxes et contribution figées

Avec ces hypothèses, les effets de l'évolution du système gazier sur le prix au consommateur sont très différents selon le profil de consommateur.

Le prix du MWh est un peu plus que doublé pour les clients résidentiel et tertiaire ou le transporteur routier, alors qu'ils sont quadruplés pour l'industriel. Ces résultats s'expliquent par l'évolution des coûts du système gazier : le prix du gaz (molécule) augmente beaucoup plus que celui du réseau (voir Figure 60). Ainsi, pour le client industriel, dont les composantes « réseau » et « taxes et contributions » sont extrêmement faibles dans sa structure de prix, la hausse sur les coûts de production du gaz l'impacte fortement.

Figure 72 – Évaluation du prix du gaz pour différents consommateurs



Néanmoins, la facture énergétique du consommateur est le produit de la consommation d'énergie par son prix.

<sup>76</sup> Dans ce cadre, le prix du gaz acheté sur le réseau par l'opérateur de la station GNV est proche de celui de l'industriel. L'écart entre prix à la pompe et prix gaz réseau est lié aux coûts de la station GNV (investissement et exploitation).

La hausse du prix du gaz est donc atténuée par les économies d'énergie réalisées<sup>77</sup>.

Pour chaque type de consommateur présenté, l'évolution de la facture énergétique se décline différemment.

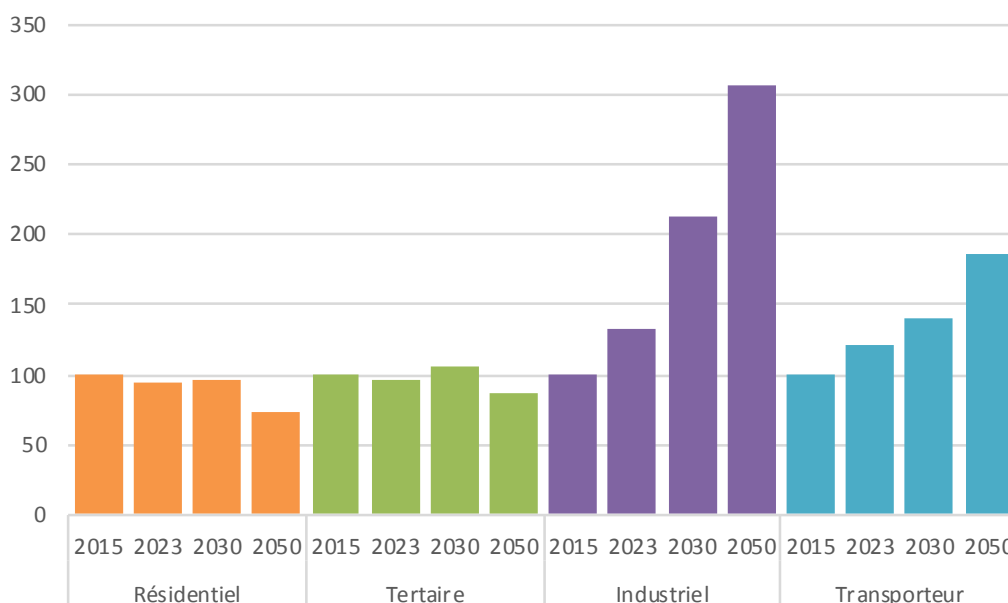
L'analyse des indices d'évolution (Figure 74) de la facture de gaz et de ses deux composantes (le prix du gaz et la consommation) montre que :

- pour le résidentiel et le tertiaire, la facture énergétique à horizon 2050 diminue de -15 à -25 %, les fortes économies d'énergies permettent de limiter la hausse, faible des prix pour ce secteur.
- pour le transporteur et l'industriel, la facture énergétique est augmentée, multipliée par 1,8 pour le transporteur et par 3 pour l'industriel, les baisses de consommation prévues n'étant pas suffisantes pour compenser les hausses de prix.

Ainsi, les résultats montrent qu'avec les hypothèses retenues, les répercussions de la production et la valorisation de gaz verts dans les réseaux peuvent être très importantes pour certains secteurs économiques. Il s'agira alors d'étudier et de considérer les points suivants pour analyser plus précisément les impacts voire les atténuer :

- Quelle répartition des coûts de l'énergie par type de client : une évolution de la structure tarifaire sur la partie réseaux, des taxes et contributions peut apporter des corrections
- La concurrence entre vecteurs énergétiques, par exemple, quelle évolution de la facture pour un transporteur avec véhicule diesel ou électrique ?
- La concurrence internationale avec les risques de fuite de carbone<sup>78</sup>
- La politique fiscale

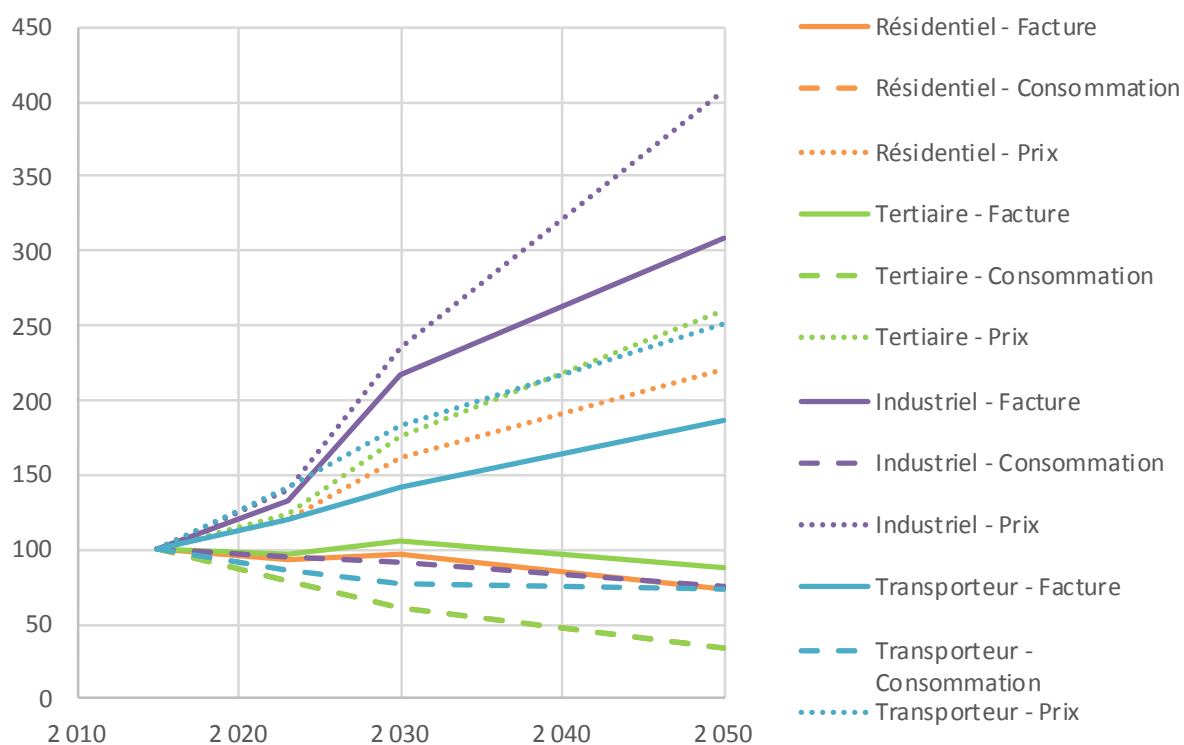
Figure 73 - Évolution de la facture de consommateurs type de gaz sans modification de la structure tarifaire (hors potentielle aide publique), (indice 100 en 2015)



<sup>77</sup> Pour le résidentiel et l'industrie, l'indice d'évolution de la consommation des clients est le même que l'évolution de la demande du secteur associé évaluée dans le scénario du SRADDET. En réalité, la consommation globale de la région intègre d'autres effets, comme par exemple l'augmentation de la population, des substitutions d'énergie (ex : gaz -> électricité)... L'hypothèse est faite que pour ces deux secteurs les effets sont faibles ou peuvent se compenser (ex résidentiel, l'augmentation de population peut compenser la baisse de la part de marché du gaz). Par contre, pour le tertiaire, la baisse de consommation atteint 85% en 2050, ce qui paraît dépasser les seuls gains d'efficacité sur le vecteur gaz. Sans autres données disponibles, il est retenu la même hypothèse que le secteur résidentiel en termes d'efficacité moyenne, soit une baisse de 65%.

<sup>78</sup> C'est ce qui justifie par exemple aujourd'hui l'exonération de TICGN pour certaines industries.

Figure 74 – Évolution de la facture, du prix du gaz et de la consommation de consommateurs type de gaz, (indice 100 en 2015)



### 6.3 Impact sur les gaz à effet de serre

La capacité des scénarios à réduire les émissions des gaz à effet de serre (GES) a été évaluée en quantifiant les GES évités par rapport à un système « 100% gaz naturel ». Tableau 46.

Pour le scénario A, équilibre offre/demande, l'injection de gaz vert permet une réduction d'un facteur 7 (ou 85% de baisse) des émissions de gaz à effet de serre, passant de 5,7 MteqCO<sub>2</sub> en 2015 à 0,8 MteqCO<sub>2</sub> en 2050<sup>79</sup>. Pour le scénario ES, les émissions atteignent 1,5 MteqCO<sub>2</sub> en raison de la prise en compte du volume de gaz exporté.

Par rapport à un scénario « 100% gaz naturel », les économies de gaz à effet de serre seraient en 2050 de 4,3 MteqCO<sub>2</sub>/an (scénario A) et 7,5 MteqCO<sub>2</sub>/an (scénario ES), correspondant à des coûts évités (la valeur tutélaire du carbone atteindrait 775 €/tCO<sub>2</sub> en 2050[17]) de 3 300 M€/an (scénario A) à 5 800 M€/an (scénario ES). Ces coûts évités sont largement supérieurs aux surcoûts engendrés par un système gaz verts en 2050 (+ 1700 M€/an pour le scénario A et + 2 600 M€/an pour le scénario ES) vis-à-vis d'un système « 100% gaz naturel ».

Tableau 46 – Impact sur les gaz à effets de serre

Année	Unités	Scénario A				Scénario ES			
		2 015	2 023	2 030	2 050	2 015	2 023	2 030	2 050
Total émissions	MteqCO <sub>2</sub>	5,7	4,6	3,2	0,8	5,7	4,6	3,2	1,4
Methanisation	MteqCO <sub>2</sub>	0,0	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,2	0,6
Pyrogazéification - bois	MteqCO <sub>2</sub>	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
Pyrogazéification - CSR	MteqCO <sub>2</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Power-to-gas	MteqCO <sub>2</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Gaz naturel	MteqCO <sub>2</sub>	5,7	4,6	3,0	0,0	5,7	4,6	3,0	0,0
Total émissions si 100% gaz naturel	MteqCO <sub>2</sub>	5,74	4,77	4,36	5,05	5,74	4,77	4,36	8,25
Emissions GES évitées	MteqCO <sub>2</sub>	0,00	0,17	1,17	4,29	0,00	0,17	1,17	6,84
Valeur tutélaire du carbone	€/tCO <sub>2</sub>	50	136	250	775	50	136	250	775
Cout lié aux émissions évitées	M€	0	23	292	3 323	0	23	293	5 302
	€/MWh	0	1	14	135	0	1	14	132
Surcout par rapport à système 100% gaz naturel	M€	0	65	435	1217	0	65	439	3010
	€/MWh	0	3	21	51	0	3	21	78
Coût d'un système 100% gaz naturel	M€	1137	1172	1225	1681	1137	1172	1225	2426
	€/MWh	41	50	58	67	41	50	58	57

<sup>79</sup> Les facteurs d'émissions retenus pour chaque filière sont en annexe 9.10

## 6.4 Impact sur l'emploi

Les emplois liés au développement du gaz vert concernent les différentes filières de production méthanisation, pyrogazéification et power-to-gas, à travers les emplois liées à la construction des unités, mais aussi leur exploitation. A ce jour, les besoins en emploi pour les filières moins matures telles que pyrogazéification et power-to-gas sont peu voire pas documentés : seuls les emplois liés à la filière méthanisation ont été évalués à partir de l'outil TETE. On peut souligner également que la transition durable vers les gaz verts s'accompagnera également de changement dans d'autres secteurs tels que l'agriculture et la sylviculture, également sources de nouveaux emplois<sup>80</sup>.

### Description de l'outil TETE (extrait de la note méthodologie)

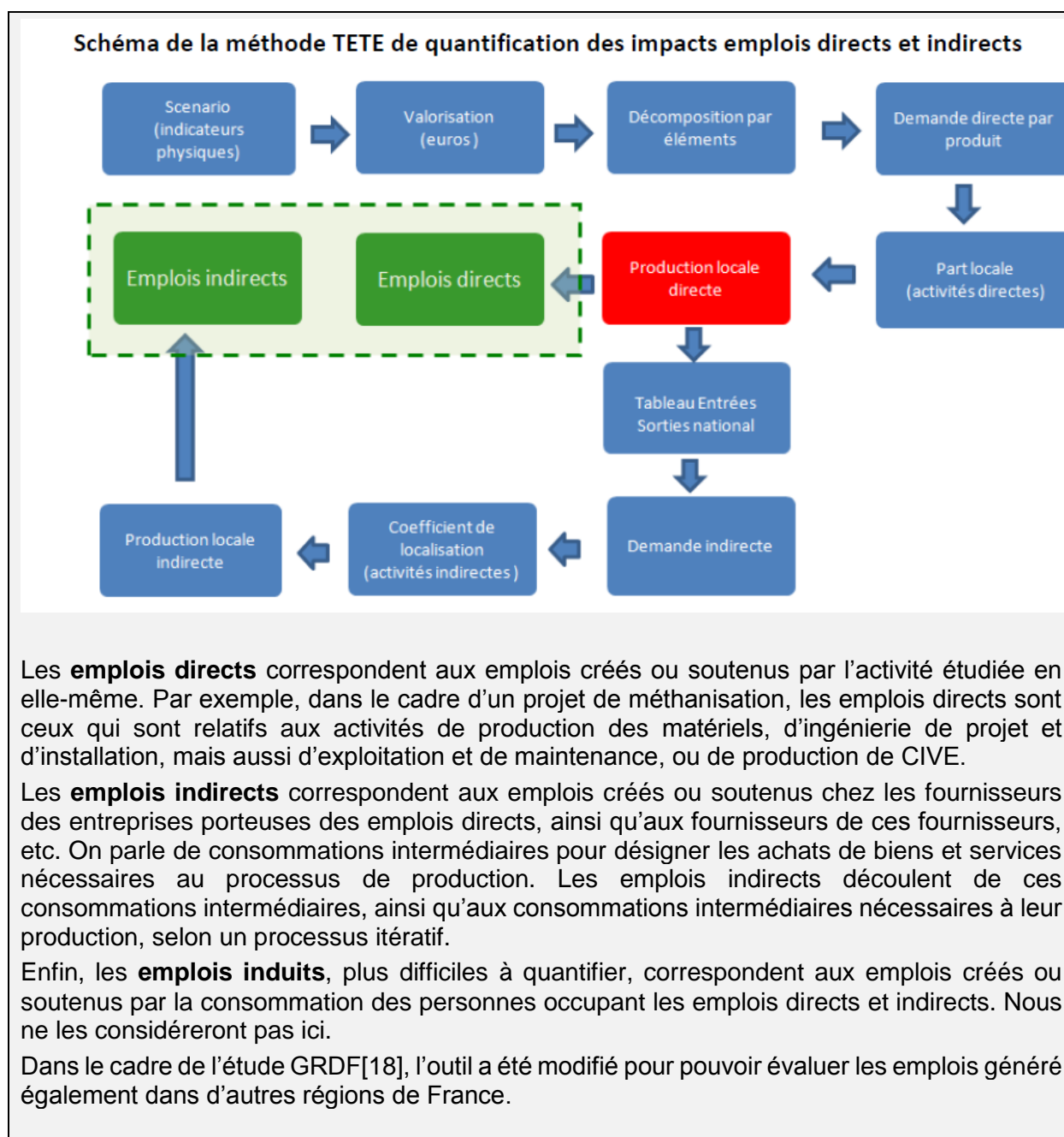
Transition Écologique Territoires Emplois (TETE) est un outil développé par le Réseau Action Climat et l'ADEME avec la contribution de Philippe Quirion, chercheur au CNRS / CIRED, et publié en janvier 2018. L'outil TETE est accessible gratuitement sur le site internet dédié ([www.emplois-territoires.org](http://www.emplois-territoires.org)); qui fournit également un guide d'utilisation détaillant la méthode de calcul.

Il permet à l'utilisateur de calculer le nombre d'emplois directs et indirects créés ou soutenus par des actions en faveur de la transition énergétique. Pour cela, l'outil propose un panel de 59 actions réparties entre quatre secteurs (Énergies renouvelables / Bâtiment et chaleur / Transport / Énergies non renouvelables) pour lesquelles l'utilisateur peut construire différents scénarios à horizon 2050. Les résultats sont exprimés en ETP à l'échelle locale, régionale et nationale.

La méthodologie de l'outil repose sur un calcul des dépenses (d'investissement et de fonctionnement) réalisées par les porteurs des actions de transition énergétique, puis une traduction de ces dépenses en emplois directs et indirects, répartis entre les 99 branches de l'économie française contenues dans l'outil. Cela permet de savoir, pour chaque branche de l'économie, le nombre d'emplois créés ou soutenus par million d'euros dépensé.

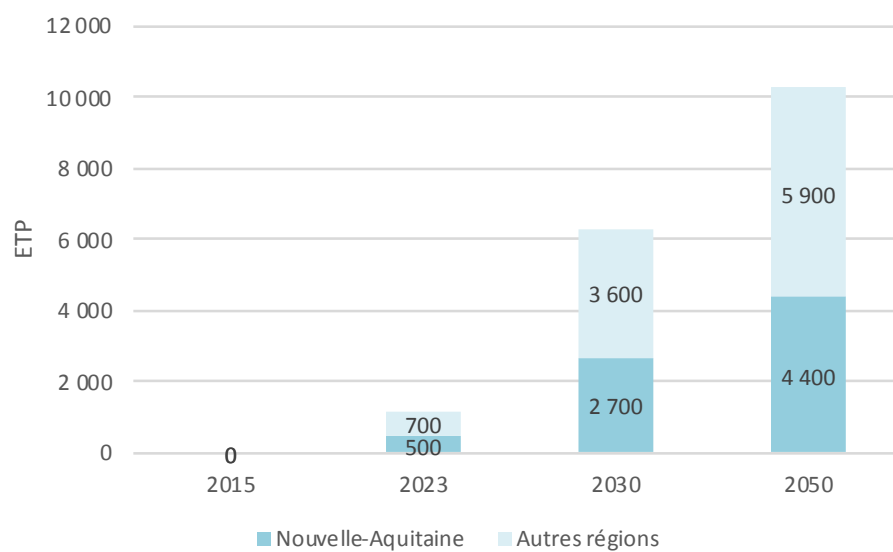
Le schéma suivant permet de visualiser le circuit de calcul du nombre d'emplois directs et indirects soutenus par le développement de la filière biogaz :

<sup>80</sup> Pour l'agriculture voir l'estimation faite dans Afterres2050 (partie 3.2.2.2)



L'estimation (Figure 75) évalue à plus de 10 000 emplois générés par la filière méthanisation-biométhane à horizon 2050 pour toute la France, dont une petite moitié (4 400) dans la Région. A plus court terme, les emplois s'élèveraient à 1 200 en 2023 et 6 300 en 2030.

Figure 75 – Emplois générés par la filière méthanisation biométhane





## 6.5 Autres externalités positives

L'évaluation des externalités positives décrites dans cette partie repose sur les résultats de celle réalisée dans l'étude ENEA[19].

La généralisation de la méthanisation permettra de réduire le recours en engrais minéraux et donc de réduire les charges des agriculteurs :

- La méthanisation des fumiers et lisiers permet d'améliorer leur efficacité en termes de fertilisation :
  - Le digestat produit rend leur azote mieux assimilable par les plantes
  - Le digestat est plus facilement stocké et stable, il peut être épandu au bon moment par rapport au cycle des cultures
- La généralisation des CIMSE :
  - Limitation du lessivage
  - Minéralisation de l'azote
  - Fixation d'azote atmosphérique (avec pour partie l'utilisation de légumineuses comme CIMSE)
  - Meilleur contrôle de l'apport en fertilisant (stockage digestat donne de la flexibilité et permet d'apporter le fertilisant au bon moment)

Sur la base des quantités de fertilisant azoté économisées et en se référant à leur prix, cette externalité peut être valorisée à environ 3,5 €/MWh<sub>PCS</sub> de biométhane issu de méthanisation.

De même, l'amélioration de l'efficacité des apports azotés et la limitation des lessivages décrits ci-dessus entraînent un deuxième effet positif : la réduction la pollution des eaux par les nitrates. En comparant cette réduction potentielle au coût de traitement de dénitrification de l'eau, cette externalité représente un coût économisé d'environ 6 €/MWh<sub>PCS</sub> de biométhane issu de méthanisation.

Au total, ces externalités positives peuvent être évaluées à près de 170 M€/an pour la région Nouvelle-Aquitaine en 2050, soit environ 7 ou 4 €/MWh<sub>PCS</sub> de gaz délivré selon le scénario A ou ES. Pour le scénario A cela représente 6% du cout du gaz délivré.

Figure 76 – Évaluation économique des autres externalités positives, en valeur absolue

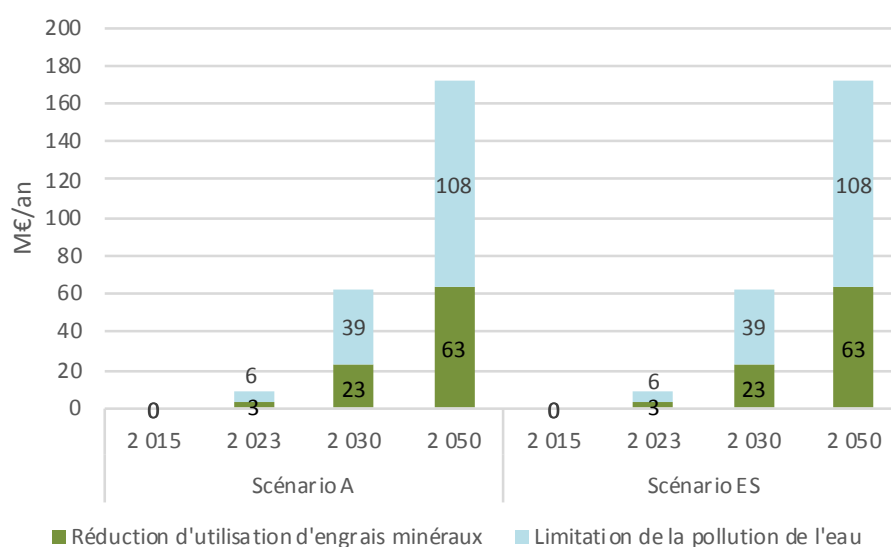
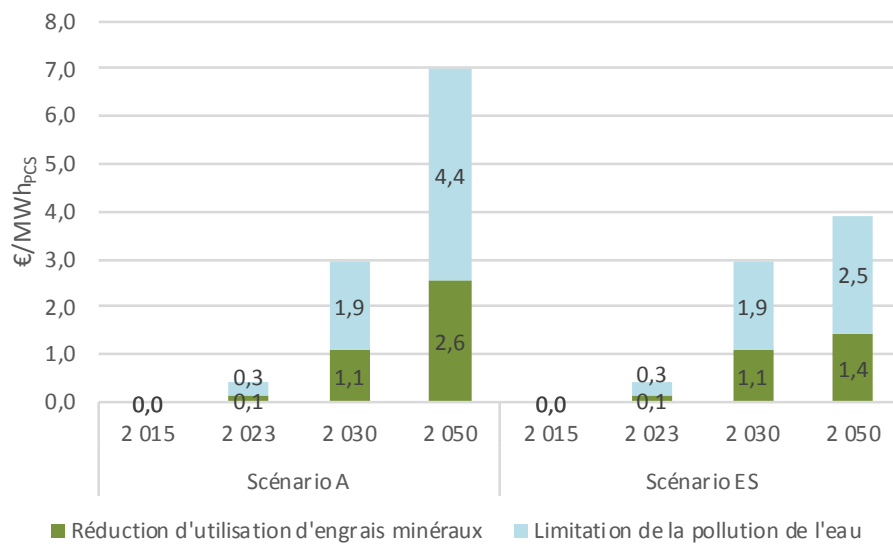


Figure 77 – Évaluation économique des autres externalités positives, rapportée au MWh de gaz délivré<sup>81</sup>



<sup>81</sup> Y compris le gaz exporté vers les autres régions françaises (scénario ES)



## LES ENSEIGNEMENTS

7.

*de l'étude*

## 7. Les enseignements de l'étude

---

La région NA pourrait, en plus d'atteindre ses objectifs ENR en électricité et chaleur prévus dans les travaux du SRADDET, être autonome en gaz renouvelable à l'horizon 2050 en mobilisant l'ensemble de ses ressources méthanisables et 80% de ses ressources bois énergie<sup>82</sup>. Grâce à de fortes économies (-55%) sur les usages actuels du gaz, cette ressource pourrait satisfaire la demande « traditionnelle », à savoir des secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et agricole, mais aussi assurer une part importante de l'énergie des transports (11,5 TWh) en particulier pour les transports routiers de marchandise et la mobilité longue distance. Au total, 25 TWh de gaz verts seraient produits et consommés en région, un niveau équivalent à la consommation actuelle de la Région – 28 TWh.

Cette substitution du gaz naturel fossile entièrement importé de l'étranger, par du gaz renouvelable pourrait engendrer le développement d'environ 730 méthaniseurs, 70 unités de pyrogazéification et 35 de power-to-gas. Pour la seule filière méthanisation on estime le développement à environ 10 000 emplois en France dont près de la moitié en région Nouvelle-Aquitaine.

L'étude montre que l'infrastructure gazière régionale pourrait être convertie à ce fonctionnement décentralisé à un coût limité : + 15% du coût actuel. D'ici 2050, on évalue un besoin de construction de 5900 km de conduite de gaz, soit une augmentation d'environ 20% du linéaire actuel de réseaux sur la Région, afin de collecter la production de gaz vert et renforcer certains réseaux de distribution. Il serait également nécessaire de rendre possible le fonctionnement bidirectionnel à certaines parties du réseau en installant 40 rebours : une partie du gaz vert produit sur les réseaux de distribution pourrait ainsi accéder au réseau de transport et aux stockages souterrains.

Le coût moyen du gaz délivré, hors toute aide, augmenterait d'environ 40 €/MWh aujourd'hui à 120 €/MWh en 2050. La principale raison de cette hausse est liée aux coûts de production des gaz renouvelables plus élevés que ceux nécessaires la production et l'importation du gaz naturel fossile.

Mais, les réductions de gaz à effet de serre engendrées (-4,3 MteqCO<sub>2</sub>/a) participent aux objectifs de neutralité carbone à horizon 2050, et les coûts d'abattement de CO<sub>2</sub> restent inférieurs à la valeur tutélaire du carbone évaluée par la commission Quinet à 750€/tCO<sub>2</sub> évité.

En l'absence d'aides publiques ou de mise en place de taxe carbone, la hausse du prix de l'énergie pourrait néanmoins impacter les consommateurs finaux. Globalement, pour les consommateurs des secteurs tertiaire et résidentiel, les économies d'énergie permettraient de neutraliser la hausse du coût de l'énergie. Pour les acteurs industriels voire ceux de la mobilité, les économies d'énergies ne pourraient pas, à elles seules, compenser la hausse de coût de l'énergie : il serait nécessaire d'approfondir ce sujet afin préciser les impacts potentiels et d'évaluer les solutions pour les limiter.

Le développement des gaz verts s'appuie avant tout sur la mobilisation de la biomasse. La durabilité de cette ressource repose sur leur intégration dans une approche globale qui tient compte des autres dimensions : alimentation, vie des sols, biodiversité, stockage de carbone, biomatériaux... Ainsi, la transition agricole vers une agriculture durable est autant nécessaire que

---

<sup>82</sup> Ces ressources permettent de couvrir pour tous les usages : usages chaleur directe, électrique (cogénération) et production de gaz. Seuls 90% des ressources méthanisables et 22% des ressources bois énergie et utilisée pour la production de gaz vert.

la transition énergétique, et il est intéressant d'observer que ces deux transitions sont tout à fait compatibles et trouvent même certaines synergies à travers le développement de la méthanisation, à la fois outil énergétique et agronomique. Il permet, en particulier de mieux valoriser les engrais organiques issus de la ferme, de réduire la dépendance aux engrais azotés de synthèse et plus globalement de réduire les impacts environnementaux associés. On estime qu'à l'échelle de la région en 2050, une économie de fertilisation azotée de plus de 60 M€/an sera rendu possible, ainsi qu'une économie de près de 110 M€/an liée à la réduction de la pollution aux nitrates. La méthanisation facilitera par ailleurs la mise en œuvre de bonnes pratiques agricoles à travers la généralisation des cultures intermédiaires multiservice environnemental.

L'agriculture pourrait également fournir une part non négligeable de bois énergie grâce au développement des pratiques d'agroforesterie. La sylviculture devra aussi se développer dans une double optique de production de matière et d'énergie. Un enjeu important réside dans le développement de la sylviculture dynamique et durable, devant à fois permettre une augmentation modérée des prélèvements (+25%) tout en gardant un bilan carbone positif (respecter la hiérarchie des usages : bois matière et bois énergie) et un maintien de la biodiversité.

Enfin, l'étude montre également que la région pourrait devenir exportatrice nette de gaz vert afin de contribuer plus largement à la conversion au 100% gaz renouvelable du système gazier français. Ainsi, au-delà des 25 TWh de demande locale, la région pourrait exporter 17 TWh de gaz verts en mobilisant plus de ressources bois-énergie (+ 6 TWh) et en développant le power-to-gas à hauteur de 18 TWh<sub>elec</sub>, pouvant représenter 570 unités de production supplémentaires : 50 en pyrogazéification et 520 en power-to-gas, dont la majorité seraient installée sur des sites de méthanisation ou de pyrogazéification, et le reste sur des sites industriels. Les coûts du gaz verts délivrés pourraient atteindre 135 €/MWh en raison de l'intégration du power-to-gas, aux coûts de production plus élevés.



*Bibliographie* 8.

## 8. Bibliographie

---

- [1] ADEME, GRDF, GRTgaz, Solagro, et AEC, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », Rapport complet, 2018.
- [2] ADEME, GRTgaz, GrDF, E&E Consultant, Solagro, et Hespul, « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire », ADEME, GRTgaz, GrDF, 2014.
- [3] ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 », 979-10-297-0921- 0, sept. 2017.
- [4] GRDF, ADEME, et SOLAGRO, « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) », 2017.
- [5] ADEME, Solagro, et Inddigo, « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation », 2013.
- [6] SOLAGRO, *Le scénario Afterres2050: version 2016*. Toulouse: Solagro, 2017.
- [7] ADEME, ENEA, et INRIA, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 », juill. 2014.
- [8] ADEME, Solagro, Biomasse Normandie, et BVA, « Étude sur le chauffage domestique au bois : Marchés et approvisionnement », 2018.
- [9] INRIA, AURAE, et INRA, « Analyse des flux des filières biomasse pour des stratégies régionales de bioéconomie. » 2018.
- [10] ADEME, Solagro, Biomasse Normandie, et BVA, « Étude sur le chauffage domestique au bois : Marchés et approvisionnement », 2013.
- [11] ADEME, IGN, et FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016.
- [12] AREC, « Profil énergétique et GES de la région Nouvelle-Aquitaine », 2017.
- [13] ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? » sept-2017.
- [14] OFATE, « La flexibilité grâce au couplage de l'électricité, de la chaleur et des transports », Métha-analyse, 2017.
- [15] négaWatt, « Scénario négaWatt 2017-2050 », Dossier de synthèse, janv. 2017.
- [16] ENEA, « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française », Synthèse, 2018.
- [17] A. Quinet, J. Bueb, B. Le Hir, B. Mesqui, A. Pommeret, et M. Combaud, « LA VALEUR DE L'ACTION POUR LE CLIMAT UNE VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE POUR ÉVALUER LES INVESTISSEMENTS ET LES POLITIQUES PUBLIQUES », France Stratégie, Rapport de commission, 2019.
- [18] GRDF, Transitions, In Numeri, et SMASH, « Étude de l'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France entre 2018 et 2030 », 2019.
- [19] ENEA Consulting, « Revue des externalités positives de la filière biométhane », 2019.
- [20] GRDF, Quantis, et ENEA Consulting, « Evaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel », 2015.



*Annexes* 9.



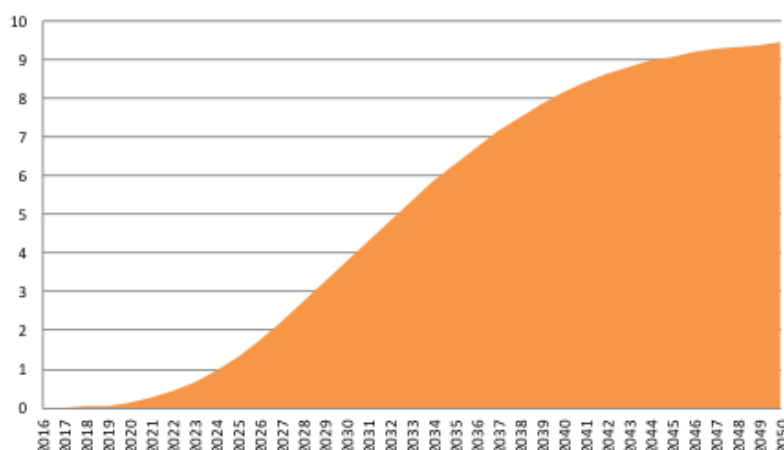
## 9. Annexes

### 9.1 Projection des surfaces et rendements à l'horizon 2050

Les données utilisées dans le cadre de cette étude prospective ont été calculées via l'outil BACUS de Solagro qui permet d'estimer la ressource agricole méthanisable en 2010 et en 2050 à la maille cantonale.

Sauf mention contraire, les estimations de potentiel à des dates intermédiaires entre 2010 et 2050 sont obtenues de sorte que le passage du potentiel 2010 au potentiel 2050, suive une « courbe en S », c'est-à-dire une sigmoïde (Figure 78). On estime en effet que cette fonction de répartition courante est la plus à même de représenter un phénomène de changement d'état sans rupture.

Figure 78 – Exemple de courbe sigmoïde



Les données utilisées proviennent principalement :

- du recensement agricole de 2010 qui fournit des données détaillées au niveau cantonal, sauf exception,
- de la Statistique Agricole Annuelle (SAA) qui donne les surfaces détaillées par département tous les ans, et la SAU à l'échelle communale.

Les productions végétales sont obtenues par multiplication des surfaces et des rendements.

Selon les besoins, les données disponibles à un niveau géographique supérieur (par exemple le canton ou de département) sont désagrégées au niveau inférieur (par exemple respectivement la commune ou le canton) au prorata de la SAU.

Il existe un écart entre les données disponibles à un niveau géographique donné avec le niveau géographique inférieur, du fait du secret statistique. Une correction est apportée si nécessaire lorsque l'écart est significatif, par répartition au prorata de la SAU sur les territoires sans données. La différence totale est de 0,5% pour les principales cultures, mais elle peut atteindre 29 % sur certaines cultures mineures.

Le rendement des principales cultures a été modélisé à l'horizon 2050 pour chaque région. Il est affecté au niveau cantonal et permet de déterminer une production agricole par canton et par culture.

## 9.2 Pouvoir méthanogène

Pour calculer la quantité du méthane produit, nous avons utilisé un potentiel méthanogène par type de matière, dont les valeurs sont données dans le tableau ci-dessous.

Le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) du méthane est de 11,04 kWh/m<sup>3</sup>(n)CH<sub>4</sub>.

Tableau 47 – Pouvoir méthanogène

Gisement	Valeur /tMS	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	Tonnes brutes %MS/MB
Paille de céréales	221		88%
Canne de maïs	243		33%
Paille de colza	117		88%
Canne de tournesol	253		33%
Fanes-betterave	179		16%
Fanes-pomme-de-terre	200		25%
CIMSE	250		25%
F-Vaches-laitières	168		15%
F-Vaches-allaitantes	168		25%
F-Autres-bovins	168		20%
F-Ovins	192		33%
F-Caprins	184		45%
F-Porcins	192		30%
F-Lapins	216		36%
F-Volailles	240		58%
F-Equins	264		47%
L-Vaches-laitières	160		10%
L-Vaches-allaitantes	160		10%
L-Autres-bovins	160		10%
L-Porcins	232		4%
L-Lapins	200		18%
L-Volailles	240		9%
Déchets des IAA Attention : Hétérogène	303		NA
FFOM	194		49%
Déchets verts	197		36%
Déchets des GMS	305		17%
Boues de STEP	206		17%

Source : compilation réalisée par Solagro à partir de différentes sources bibliographiques, de mesures sur échantillons et de résultats de suivi de terrain

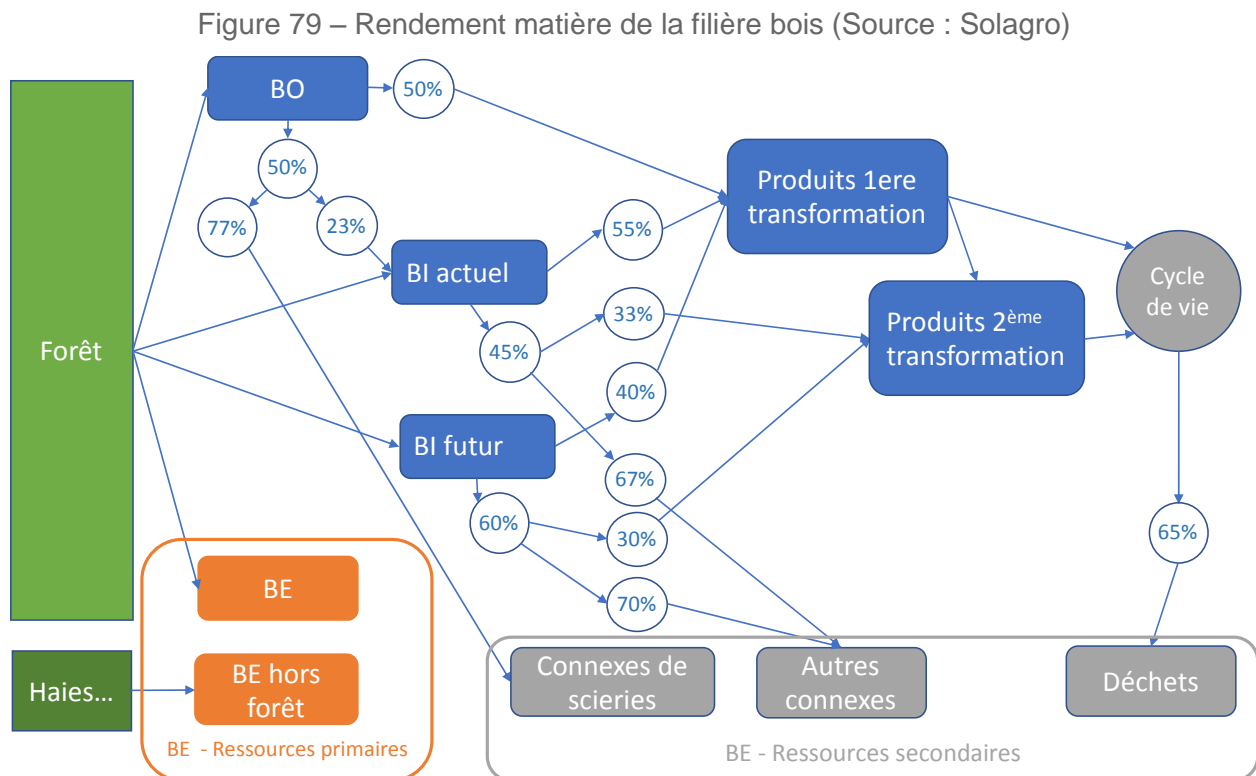
## 9.3 Hypothèses bois énergie

### 9.3.1 Rendement matière 2050

Pour 2050, les hypothèses suivantes ont été adoptées :

- Rendement matière de 50% pour le BO, avec une répartition des pertes de sciage : 77% en BE et 23% en BI
- Rendement matière BI actuel de 55%, avec les co-produits se répartissant en 67% pour le BE et 33% pour les matières de 2<sup>ème</sup> transformation
- Pour le BI futur, nous avons adopté un rendement matière de 40% seulement (il restera plus de co-produits que dans les industries actuelles), les co-produits se répartissant selon : 30% pour les matières de 2<sup>ème</sup> transformation et 70% en BE.
- Enfin il est considéré que 65% des produits en bois est récupéré en fin de vie pour un usage BE

Ces hypothèses sont résumées sur la Figure 79.



## 9.4 Hypothèse ressources pour power-to-gas

### 9.4.1 CO<sub>2</sub>

Les coefficients de pondération du CO<sub>2</sub> du secteur industriel sont décrits dans le Tableau 48. Les définitions de ses différentes composantes se trouvent dans la partie 3.2.7.2.

Tableau 48 – Coefficients de pondération du CO<sub>2</sub> d'origine industriel, selon combustible

Type énergie	Adapté au captage	Proximité réseau de gaz	Saisonnalité	Coefficient global
Charbon	1,0	1,0	0,9	<b>0,9</b>
Produits pétroliers	0,9	0,0	0,7	<b>0,0</b>
Gaz naturel	0,9	1,0	0,6	<b>0,6</b>
Electricité	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Bois énergie	1,0	0,8	0,9	<b>0,7</b>
Autres énergies renouvelables	1,0	0,8	0,9	<b>0,7</b>
Achats de vapeur	1,0	0,8	0,9	<b>0,7</b>
Combustibles spéciaux non	1,0	0,8	0,9	<b>0,7</b>

Le calcul des émissions pour chaque département est présenté dans le Tableau 49 pour l'année 2050. Sont présentés à la fois le bilan type pour les gaz à effet de serre, dans ce cas, les facteurs d'émissions prennent en compte les émissions amont et surtout prennent en compte la neutralité des combustibles renouvelables (ex bois). Or, l'objet est ici de prendre en compte le CO<sub>2</sub> réellement présent à la cheminée des sites industriels, susceptibles d'être captés et utilisés pour la méthanation. Les facteurs d'émissions sont donc :

- Plus faibles pour les combustibles d'origine fossile, car on ne prend pas en compte les émissions amont ;
- Beaucoup plus élevé pour les combustibles renouvelables.

Les facteurs d'émissions utilisés pour l'étude sont listés dans le Tableau 51. Les évaluations des consommations d'énergie pour 2015 et 2050 sont dans le Tableau 52. Les évolutions de consommation par énergie sont sur la base du scénario du SRADDET. Par ailleurs, pour les émissions procédé, avant tout lié à la production de ciment ou chaux, une baisse de 50% d'ici 2050 a été considérée, en considérant d'une part une amélioration du bilan carbone des liants type ciment et d'autre part une augmentation de la part de marché des matériaux bio-sourcés (exemple : utilisation du bois plutôt que du béton dans le bâtiment).

Tableau 49 – Évaluation des émissions de CO<sub>2</sub> - 2015

Département	2015					
	Bilan GES			Emissions réelles à la cheminée		
	Combust.	Procédé	Total	Combust.	Procédé	Total
	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>
Charente	605	354		587	354	941
Charente-Maritime	355	380	735	399	380	779
Corrèze	80	0	80	116	0	116
Creuse	73	12	85	62	12	74
Dordogne	205	37	242	547	37	584
Gironde	929	88	1 017	1 836	88	1 924
Landes	414	6	421	1 686	6	1 693
Lot-et-Garonne	139	43	182	178	43	220
Pyrénées-Atlantiques	290	0	290	532	0	532
Deux-Sèvres	404	419	823	394	419	813
Vienne	134	0	134	106	0	106
Haute-Vienne	301	0	301	1 059	0	1 059
<b>Total NA</b>	<b>3930</b>	<b>1339</b>	<b>4309</b>	<b>7502</b>	<b>1339</b>	<b>8841</b>

Tableau 50 – Évaluation des émissions de CO<sub>2</sub> - 2050

Département	2050								
	Emissions réelles à la cheminée			Compatible avec power-to-gas					
	Combust.	Procédé	Total	Combust.	Procédé	Total	Combust.	Procédé	Total
	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>	eqTWh <sub>PC<sub>2</sub>SCH<sub>4</sub></sub>	eqTWh <sub>PC<sub>2</sub>SCH<sub>4</sub></sub>	eqTWh <sub>PC<sub>2</sub>SCH<sub>4</sub></sub>
Charente	330	177	507	199	177	376	1,1	1,0	2,1
Charente-Maritime	198	190	388	133	190	323	0,7	1,1	1,8
Corrèze	81	0	81	54	0	54	0,3	0,0	0,3
Creuse	16	6	22	10	6	16	0,1	0,0	0,1
Dordogne	459	18	477	307	18	326	1,7	0,1	1,8
Gironde	1 281	44	1 325	880	44	924	4,9	0,2	5,2
Landes	1 308	3	1 311	919	3	923	5,2	0,0	5,2
Lot-et-Garonne	115	21	136	74	21	95	0,4	0,1	0,5
Pyrénées-Atlantiques	466	0	466	315	0	315	1,8	0,0	1,8
Deux-Sèvres	176	209	385	117	209	326	0,7	1,2	1,8
Vienne	57	0	57	33	0	33	0,2	0,0	0,2
Haute-Vienne	847	0	847	584	0	584	3,3	0,0	3,3
<b>Total NA</b>	<b>5333</b>	<b>669</b>	<b>6002</b>	<b>3626</b>	<b>669</b>	<b>4295</b>	<b>20,4</b>	<b>3,8</b>	<b>24,2</b>

Tableau 51 – Facteur d'émissions

		Comptabilité GES	CO2 combustion réel	hypothèses/sources
Charbon	kgCO2/kWhPCI	0,380	0,341	Base carbone ADEME
Produits pétroliers	kgCO2/kWhPCI	0,325	0,275	Base carbone ADEME
Gaz naturel	kgCO2/kWhPCS	0,205	0,182	Base carbone ADEME
Electricité	kgCO2/kWhPCI	0,060	0,000	Base carbone ADEME
Bois énergie	kgCO2/kWh	0,000	0,365	Solagro
Autres énergies renouvelables	kgCO2/kWhPCI	0,000	0,365	Considéré équivalent au bois
Achats de vapeur	kgCO2/kWh	0,114	0,303	50%gaz+50%bois, avec rendement 90%
Combustibles spéciaux non renouvelables	kgCO2/kWhPCI	0,325	0,275	Base carbone ADEME

Tableau 52 – Évaluation des consommations d'énergie de l'industrie par département et par type d'énergie

2015									
TWh	Charbon	Produits pétroliers	Gaz naturel	Electricité	Bois énergie	Autres énergies renouvelables	Achats de vapeur	Combustibles spéciaux non renouvelables	Tot
Charente	0,0	0,6	1,6	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	3,4
Charente-Maritime	0,4	0,2	0,4	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	1,9
Corrèze	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,8
Creuse	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Dordogne	0,0	0,1	1,0	0,8	0,1	0,0	1,0	0,0	3,0
Gironde	0,4	0,9	1,8	1,8	0,2	1,6	1,6	0,0	8,2
Landes	0,0	0,3	0,9	1,4	1,4	2,4	0,1	0,1	6,6
Lot-et-Garonne	0,0	0,1	0,3	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1
Pyrénées-Atlantiques	0,0	0,1	0,9	1,1	0,0	0,0	1,0	0,0	3,2
Deux-Sèvres	0,2	0,5	0,3	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	2,1
Vienne	0,0	0,1	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Haute-Vienne	0,0	0,1	1,2	0,6	0,0	2,2	0,1	0,0	4,1
<b>Total NA</b>	<b>1,1</b>	<b>3,4</b>	<b>9,0</b>	<b>8,9</b>	<b>2,3</b>	<b>6,6</b>	<b>4,0</b>	<b>0,4</b>	<b>35,7</b>
Evolution 2015->2050 (source SRADET)									
	0,09	0,03	0,75	0,73	0,83	0,83	1,02	1,02	
2050									
TWh	Charbon	Produits pétroliers	Gaz naturel	Electricité	Bois énergie	Autres énergies renouvelables	Achats de vapeur	Combustibles spéciaux non renouvelables	Tot
Charente	0,0	0,0	1,2	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	2,1
Charente-Maritime	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1
Corrèze	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5
Creuse	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Dordogne	0,0	0,0	0,8	0,6	0,1	0,0	1,0	0,0	2,4
Gironde	0,0	0,0	1,3	1,3	0,1	1,3	1,6	0,0	5,8
Landes	0,0	0,0	0,7	1,0	1,1	2,0	0,1	0,1	5,0
Lot-et-Garonne	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7
Pyrénées-Atlantiques	0,0	0,0	0,7	0,8	0,0	0,0	1,1	0,0	2,6
Deux-Sèvres	0,0	0,0	0,3	0,5	0,1	0,1	0,1	0,2	1,1
Vienne	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Haute-Vienne	0,0	0,0	0,9	0,4	0,0	1,8	0,1	0,0	3,2
<b>Total NA</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>6,8</b>	<b>6,6</b>	<b>1,9</b>	<b>5,4</b>	<b>4,1</b>	<b>0,4</b>	<b>25,4</b>

Note : Les données 2015 sont basées sur les données de l'AREC, corrigées pour prendre en compte les cogénérations (voir 3.1)

## 9.5 Ressources départementales

Tableau 53 – Ressources méthanisables

TWhPCS	Déjections animales	Résidus de culture	CIMSE	Résidus d'IAA	Biodéchets	Herbe	Algues
Charente	0,18	0,42	1,30	0,06	0,08	0,18	0,07
Charente-Maritime	0,15	0,63	1,67	0,03	0,12	0,21	0,15
Corrèze	0,16	0,05	0,08	0,03	0,06	0,11	0,06
Creuse	0,24	0,13	0,13	0,00	0,04	0,15	0,06
Dordogne	0,30	0,18	0,39	0,05	0,08	0,15	0,04
Gironde	0,05	0,10	0,26	0,11	0,23	0,12	0,21
Landes	0,17	0,35	1,02	0,05	0,07	0,10	0,14
Lot-et-Garonne	0,13	0,41	1,17	0,04	0,06	0,14	0,06
Pyrénées-Atlantiques	0,54	0,26	0,78	0,07	0,11	0,16	0,11
Deux-Sèvres	0,86	0,51	1,01	0,07	0,07	0,22	0,08
Vienne	0,34	0,71	1,29	0,02	0,08	0,23	0,10
Haute-Vienne	0,36	0,14	0,20	0,02	0,07	0,14	0,02

Tableau 54 - Ressource bois énergie

TWhPCI	Total Bois énergie	Ressources primaires	BE forêt	Hors Forêt	Ressources secondaires	Connexes scierie	Autres connexes	Déchets
Charente	2,2	0,8	0,4	0,3	1,5	0,3	0,3	0,9
Charente-Maritime	3,3	0,9	0,4	0,6	2,4	0,2	0,6	1,6
Deux-Sèvres	1,8	0,5	0,2	0,3	1,3	0,1	0,3	0,9
Vienne	2,5	0,8	0,4	0,4	1,7	0,3	0,4	1,1
Dordogne	4,3	1,9	1,5	0,4	2,4	1,0	0,4	1,0
Gironde	8,7	2,7	1,3	1,4	5,9	0,8	1,4	3,7
Landes	3,9	1,7	1,4	0,4	2,2	0,9	0,4	1,0
Lot-et-Garonne	2,1	0,7	0,4	0,3	1,4	0,3	0,3	0,8
Pyrénées-Atlantiques	4,2	1,4	0,8	0,6	2,8	0,5	0,6	1,6
Corrèze	2,7	1,2	1,0	0,2	1,4	0,6	0,2	0,6
Creuse	1,5	0,7	0,6	0,1	0,8	0,4	0,1	0,3
Haute-Vienne	2,5	0,9	0,6	0,3	1,6	0,4	0,3	0,9



## 9.6 Outil MoDeGaz

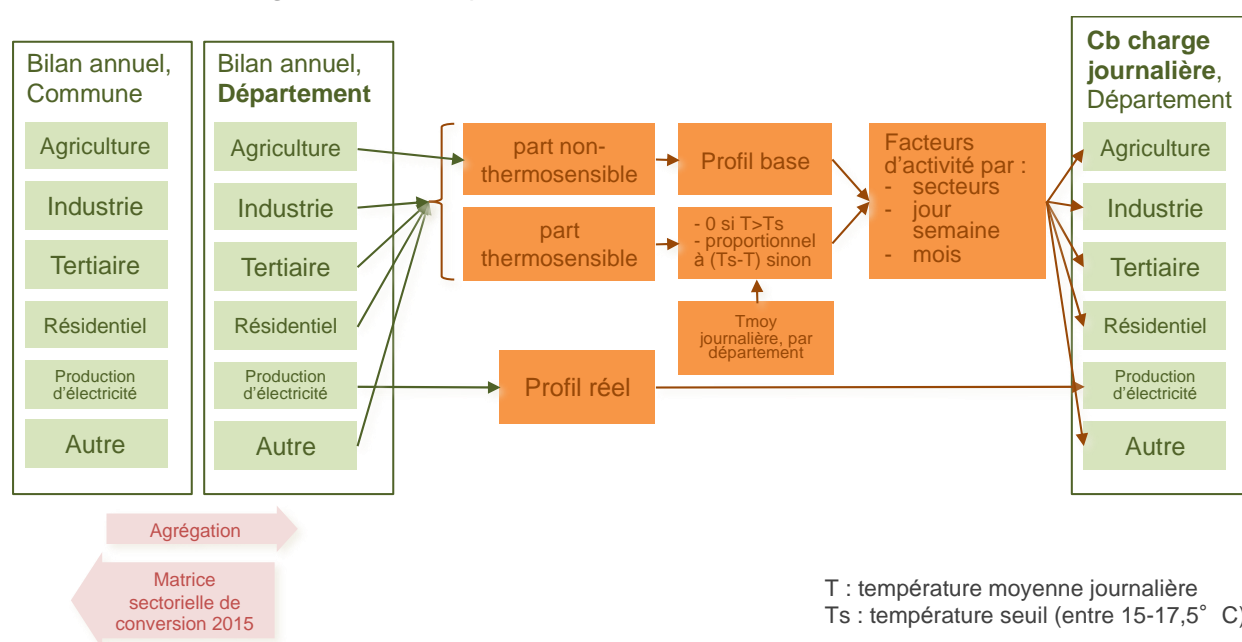
### 9.6.1 Fonction de l'outil

MoDeGaz est un outil développé par Solagro et qui permet d'évaluer la demande de gaz journalière, par grands usages, et à la maille communale. Il peut recomposer la demande actuelle ou future en prenant en compte des hypothèses d'évolution des usages, et ou des conditions climatiques (températures).

### 9.6.2 Recomposition de la demande actuelle

L'outil se base sur la description des consommations annuelles à la maille IRIS que fournit le SOES. D'autres sources statistiques permettent de réajuster les consommations entre secteurs, et d'identifier le secteur de la production d'électricité.

Figure 80 - Principe de modélisation de la demande actuelle



Pour reconstituer le profil journalier de la demande de gaz, la demande annuelle est répartie en considérant deux principaux déterminants :

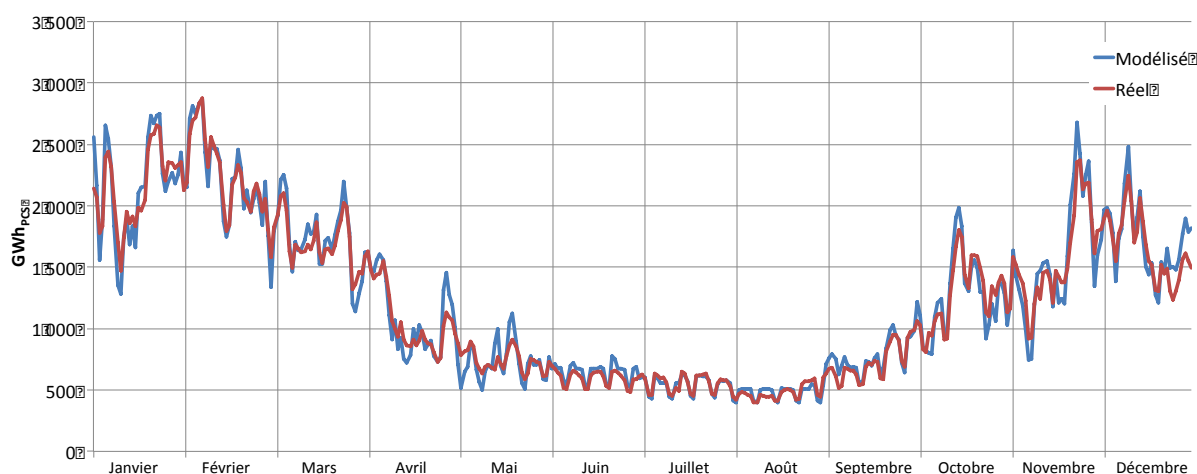
- L'activité : représente l'activité du secteur (les activités économiques telles que l'industrie et le tertiaire peuvent être réduites durant le week-end ou les vacances, à l'inverse de l'occupation des logements). L'activité est ainsi modélisée par la multiplication de 2 facteurs prenant en compte différents « rythmes » : activité « jour semaine », et l'activité « mensuelle ».
- Les conditions climatiques : ce facteur s'applique uniquement aux usages thermosensibles tels que le chauffage. De manière simplifiée, les conditions climatiques sont prises en compte à partir des températures moyennes journalières (T). La répartition de la consommation annuelle thermosensible suit le principe suivant (considérant que Ts est une température seuil comprise entre 15 et 17,5°C définie pour chaque mois) :
  - Si  $T > T_s$ , pas de consommation journalière.
  - Si  $T \leq T_s$ , consommation proportionnelle à  $(T_s - T)$ .

La décomposition des secteurs en usage thermosensible et non-thermosensible est faite notamment à partir du bilan énergétique français. Les secteurs agricoles et de production centralisée d'électricité n'ont pas fait l'objet de décomposition :

- L'agriculture : par manque de données, et en considérant le fait que ce secteur est négligeable (moins de 1 % des consommations annuelles)
- La production d'électricité : la production d'électricité à partir de gaz dépend de nombreux paramètres qu'il n'est pas possible de modéliser dans cet exercice. Pour 2015, les données réelles de production, par centrale et au pas de temps horaire fournies par RTE ont été utilisées.

Au final, les principaux paramètres (température seuil et facteurs d'activité) du modèle sont calés afin de reproduire au plus près la courbe de charge journalière nationale. La Figure 81 présente la comparaison entre la courbe modélisée et celle issue des statistiques des GRT pour l'année 2015.

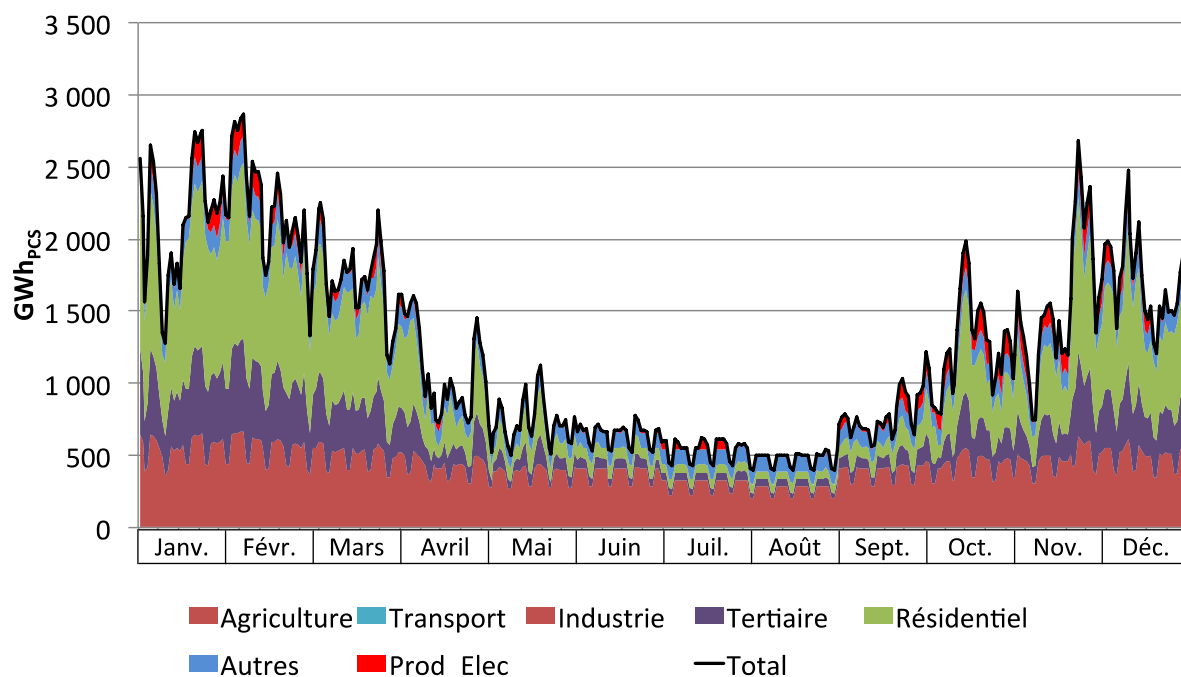
Figure 81 - Comparaison des courbes de charge journalière de consommation de gaz en France en 2015 : modélisation / réel



Source : GRTgaz, TIGF, Solagro

L'outil permet également de décomposer la courbe de charge par composante sectorielle (Figure 82).

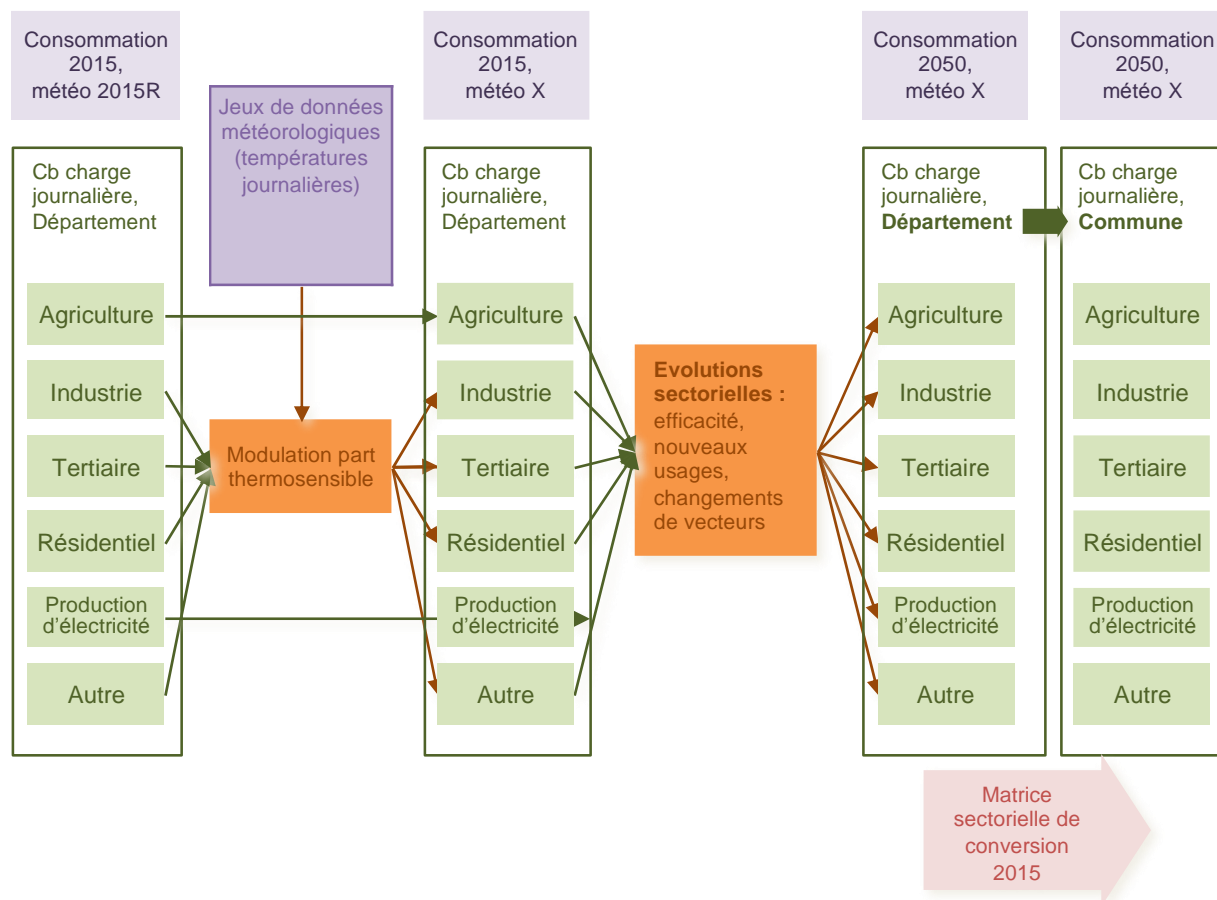
Figure 82 - Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2015(réel)



### 9.6.3 Prise en compte d'hypothèses pour projections futures

L'outil MoDeGaz permet également d'évaluer la consommation en prenant en compte un autre jeu de conditions climatiques (jeu de température) et des évolutions de la consommation. Le principe de modélisation est décrit sur la Figure 5

Figure 83 - Principe de modélisation de la projection de la demande



Le premier module permet d'évaluer la demande en fonction de divers jeux de données de température. Cet effet s'applique uniquement sur les usages thermosensibles définis, à savoir les secteurs résidentiels, tertiaires, industriels et autres.

Le dernier module du modèle permet de prendre en compte les évolutions des usages. Un facteur d'évolution 2015->2050 est attribué à chaque usage modélisé, c'est-à-dire aux différents secteurs, en différenciant si besoin les usages thermosensibles et non-thermosensibles.

## 9.7 Compléments de résultat - Demande gaz

Figure 84 – Consommation de gaz journalière par secteur de la région Nouvelle-Aquitaine – 2023 (modélisation Modegaz)

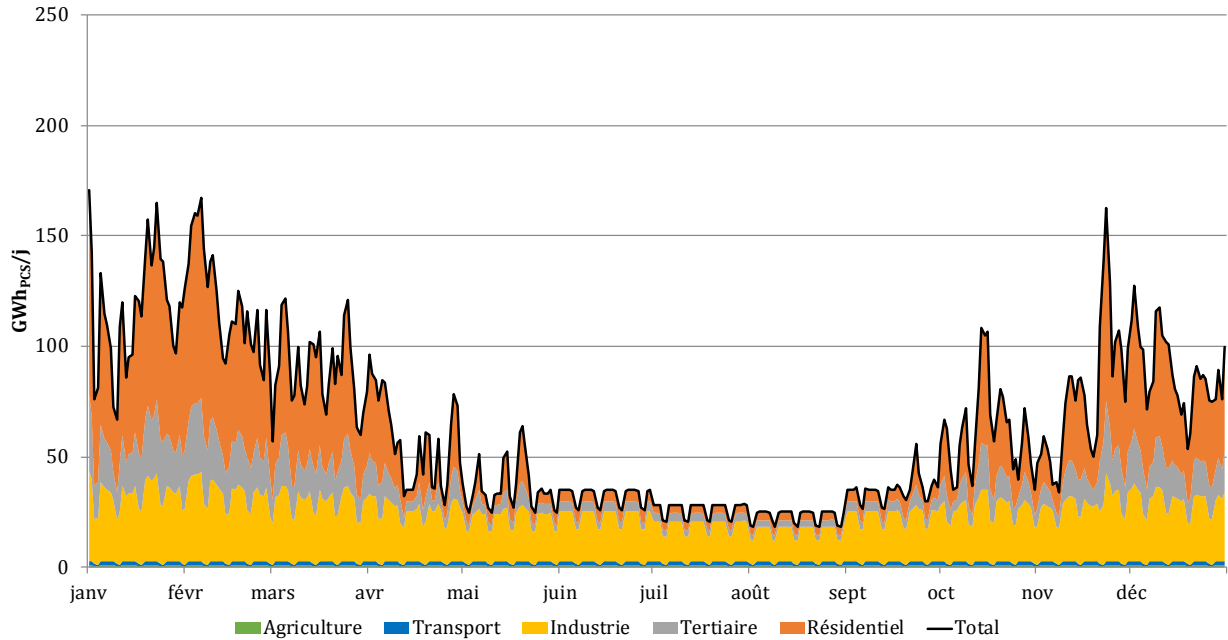
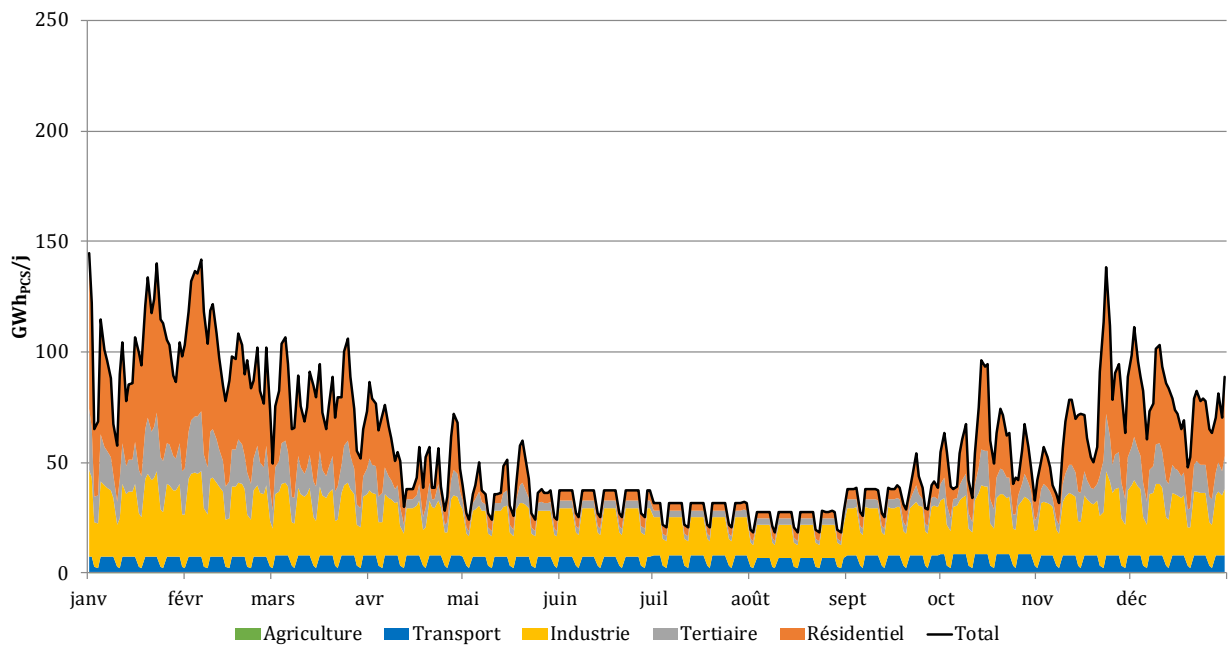


Figure 85 – Consommation de gaz journalière par secteur de la région Nouvelle-Aquitaine – 2030 (modélisation Modegaz)



## 9.8 Méthode de calcul des coûts (LCOE – TRI)

Cette annexe est reprise de l'étude ADEME[1]

Les coûts de production du biométhane sont estimés selon la méthode du LCOE (Levelized Cost of Energy), soit « coût actualisé de l'énergie ». Elle permet de calculer un prix unitaire de l'énergie en divisant la somme des dépenses actualisées cumulées par la somme des quantités d'énergie actualisées cumulées.

Les données utilisées dans ce paragraphe sont les suivantes :

I : investissement

Is : investissement spécifique, peut se calculer en € investis par kW (Is en puissance) ou en € investis par MWh produits (Is en énergie).

Op : OPEX, charges annuelles d'exploitation

E : quantité annuelle d'énergie produite

L : coût de l'énergie en LCOE

T : taux d'actualisation

$A = \sum_{a=1}^n \frac{1}{(1+T)^a}$  est la somme cumulée des facteurs d'actualisation sur la période considérée de l'année  $a = 1$  à l'année  $a = n$ .

EBE : excédent brut d'exploitation. Il est égal aux recettes moins les charges annuelles, soit  $EBE = L.E - Op$ .

VAN : valeur actuelle nette. Elle est égale à la somme des flux monétaires actualisés, cumulés sur la période considérée.

TRI : taux de rentabilité interne. Le TRI est le taux d'actualisation qui annule la VAN.

Le LCOE se calcule de la manière suivante : 
$$L = \frac{\sum_{a=0}^n \frac{I_a + Op_a}{(1+T)^a}}{\sum_{a=0}^n \frac{E_a}{(1+T)^a}}$$

Si Op et E sont constants (et nuls l'année du premier investissement), le LCOE se calcule ainsi :

$$L = \frac{I + A.Op}{A.E}$$

d'où :  $L.A.E = I + A.Op$

ou encore :  $A.(L.E - Op) - I = 0$  (a)

L'EBE annuel vaut  $L.E - Op$ . Sa valeur actualisée cumulée, si l'EBE est constant, est égale à  $A.(L.E - Op)$ .

La VAN est égale au cumul actualisé des EBE moins l'investissement initial :

$$VAN = A.(L.E - Op) - I$$

Or d'après (a),  $A.(L.E - Op) - I = 0$ , d'où  $VAN = 0$

Dans le cadre des hypothèses précédemment défini, le LCOE correspond au prix de valorisation de l'énergie produite permettant d'annuler la VAN.

Ainsi, les deux formules, celle qui permet de calculer le LCOE à partir d'un taux d'actualisation, et celle qui permet de calculer le TRI à partir d'un coût unitaire de l'énergie, sont donc identiques.

Le TRI est donc égal au taux d'actualisation qui permet de calculer le LCOE.

Il est donc possible d'utiliser indifféremment le calcul en LCOE et le calcul en TRI.

Le calcul diffère légèrement si les flux sont variables, plus précisément si les OPEX et la production d'énergie varient de manière légèrement différente dans le temps.

## 9.9 Détails sur les coûts de la méthanisation

Les hypothèses de coûts des unités de méthanisation se basent sur celles de l'étude ADEME [1]. Dans le rapport de l'étude ADEME, 12 cas type sont calculés. Les principaux éléments économiques sont résumés dans le Tableau 55. Attention, les N° de cas type correspondent à l'étude ADEME et non la présente étude.

Tableau 55 – Résumé des hypothèses méthanisation de l'étude ADEME [1] pour 2050

N° cas type		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investissement total	k€	5 000	5 800	5 300	6 300	5 900	6 300	7 100	8 100	12 000	10 500	11 900	12 500
	€/MWh	433	284	315	283	269	284	262	221	228	240	267	195
Coûts d'exploitation technique (1)	k€/a	440	710	600	740	690	800	930	1 120	1 470	1 240	1 390	1 530
Coûts d'exploitation matière nets recettes associées (2)	k€/a	140	310	420	400	720	290	810	1 030	1 450	1 340	710	2 090
Energie finale	GWh/a	11,5	20,5	16,8	22,1	21,9	22,1	27,2	36,7	52,5	43,8	44,4	64,5
LCOE Taux actualisation 5%	€/MWh	85	72	86	74	86	72	85	76	74	78	69	72
Opex matière	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
Opex technique	€/MWh	38	34	36	33	32	36	34	31	28	28	31	24
Capex	€/MWh	35	23	25	23	22	23	21	18	18	19	21	16
LCOE Taux actualisation 10%	€/MWh	101	83	98	85	96	83	95	85	82	87	79	79
Opex matière	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
Opex technique	€/MWh	38	34	36	33	32	36	34	31	28	28	31	24
Capex	€/MWh	51	33	37	33	32	33	31	26	27	28	31	23

Remarques :

(1) le GER<sup>83</sup> a été ajouté dans les coûts d'exploitation

(2) Les coûts d'exploitation matière sont exprimé « nets », c'est-à-dire que l'on a déduit des charges les recettes associées à ces livraisons de matières ou digestat : redevances de traitement de déchets, valorisation de la valeur fertilisante du digestat, économies de charges de transport

Les LCOE ont été recalculés selon la méthode détaillée en annexe 9.8

Les données, sur ces mêmes cas, ont ensuite été générées pour 2015, en prenant en compte les hypothèses suivantes de baisse de coûts entre 2015 et 2050 [1] :

- Baisse de l'investissement
  - -10% sur lot méthaniseur
  - -40% sur lot épuration
- -10% sur coûts d'exploitation techniques
- Pas d'évolution sur les matières

<sup>83</sup> Gros entretien renouvellement



Tableau 56 – Extrapolation des hypothèses méthanisation de l'étude ADEME [1] pour 2015

N° cas type		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investissement total	k€	6 100	7 100	6 500	7 700	7 300	7 800	8 800	10 000	14 500	12 800	14 400	15 300
	€/MWh	531	347	388	348	333	352	323	273	277	292	323	237
Couts d'exploitation technique (1)	k€/a	500	800	700	800	800	900	1 000	1 200	1 600	1 400	1 500	1 700
Coûts d'exploitation matière nets recettes associées (2)	k€/a	140	310	420	400	720	290	810	1 030	1 450	1 340	710	2 090
Energie finale	GWh/a	11,5	20,5	16,8	22,1	21,9	22,1	27,2	36,7	52,5	43,8	44,4	64,5
LCOE Taux actualisation 5%	€/MWh	97	81	96	83	95	82	94	84	81	85	77	78
Opex matière	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
Opex technique	€/MWh	42	38	40	37	35	40	38	34	31	32	35	26
Capex	€/MWh	43	28	31	28	27	28	26	22	22	23	26	19
LCOE Taux actualisation 10%	€/MWh	117	94	110	96	107	95	106	94	91	96	89	87
Opex matière	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
Opex technique	€/MWh	42	38	40	37	35	40	38	34	31	32	35	26
Capex	€/MWh	62	41	46	41	39	41	38	32	33	34	38	28

Cet ensemble de données sur 12 méthaniseurs a permis de caler des fonctions déterminant les investissements et les coûts d'exploitation techniques en fonction de la taille (énergie finale) des unités, afin d'évaluer les caractéristiques économiques des unités de méthanisation modélisées dans la présente étude. Ces fonctions sont présentées sur les **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et Figure 87

Figure 86 – Courbe Investissement spécifique = f (énergie finale)

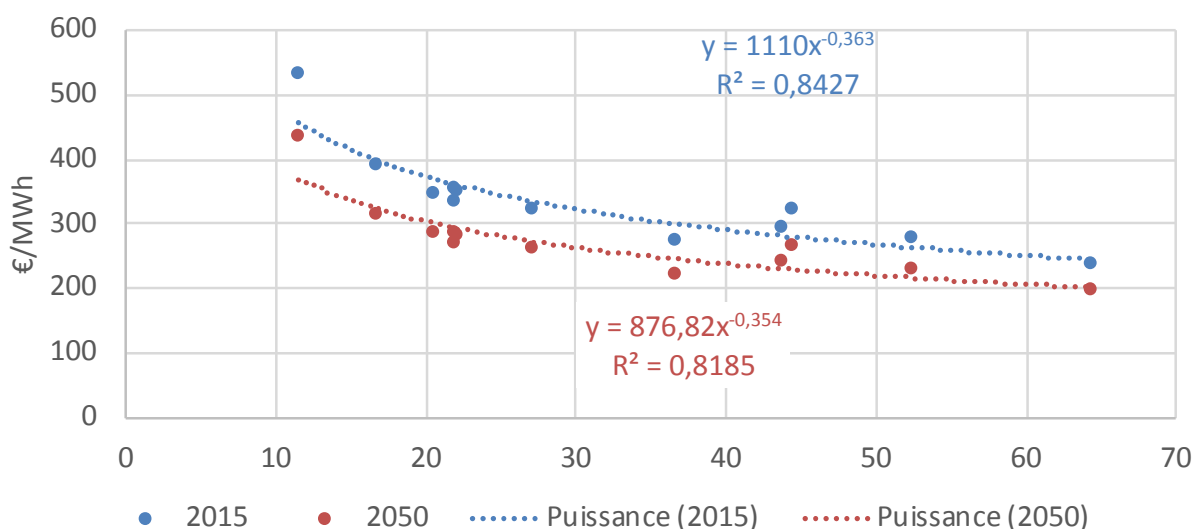
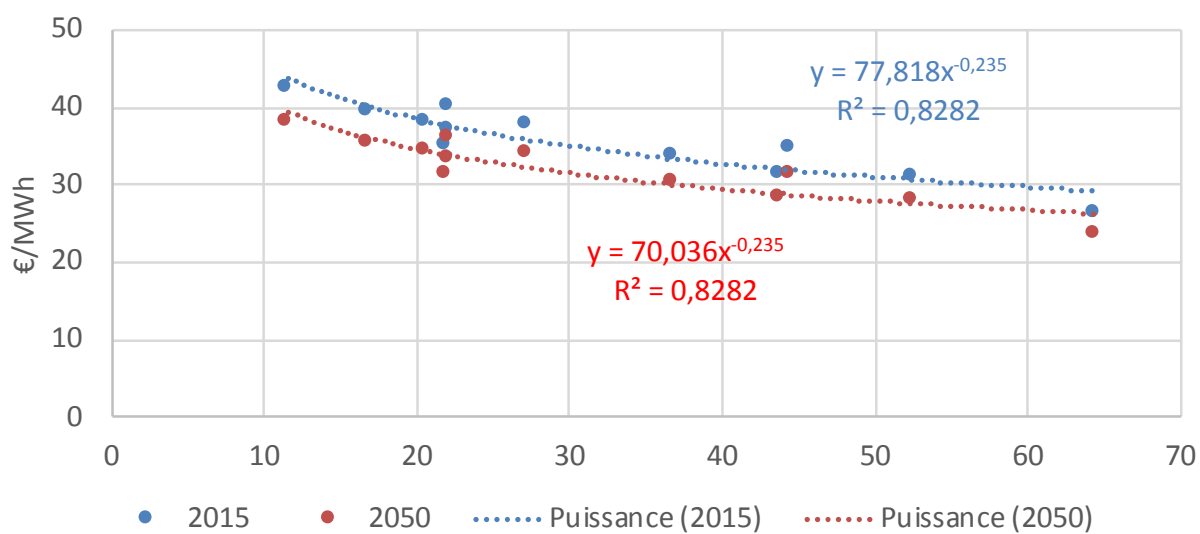


Figure 87 – Courbe coûts d'exploitation technique = f (énergie finale)



Les coûts matières sont évalués par ailleurs, voir partie 3.3.1.

## 9.10 Facteurs d'émission

Filière	Valeur	Source									
Méthanisation	0,035 kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	Etude GRDF/Quantis/ENEA Consulting[20]									
Pyrogazéification – Bois	0,012 kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	<p>En considérant un mix d'intrants de 35% plaquettes, 15% connexes et 50% déchets, et leur facteur d'émissions respectif (Base carbone ADEME), et le rendement de l'unité de pyrogazéification.</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>plaquettes forectière H25%</td> <td>kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>PCS</sub></td> <td>0,024</td> </tr> <tr> <td>sciueres de scieries H50%</td> <td>kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>PCS</sub></td> <td>0,002</td> </tr> <tr> <td>Broyat cagettes et palette H20%</td> <td>kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>PCS</sub></td> <td>0,007</td> </tr> </tbody> </table>	plaquettes forectière H25%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,024	sciueres de scieries H50%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,002	Broyat cagettes et palette H20%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,007
plaquettes forectière H25%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,024									
sciueres de scieries H50%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,002									
Broyat cagettes et palette H20%	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	0,007									
Pyrogazéification – CSR	Pas pris en compte	Le contenu des CSR peut être très différent, peu de données sont disponibles pour établies de FE. Impact faible étant donné la faible part en volume dans les gaz verts.									
Power-to-gas	0,051 kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	En considérant un mix d'électricité 50% élien/50%PV (Base carbone ADEME), et le rendement de l'unité de power-to-gas.									
Gaz naturel	0,205 kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> /kWh <sub>PCS</sub>	Base carbone ADEME									

## 9.11 Résultats des scénarios

Scénario		AU_R6_D1	AU_R6_D1	AU_R6_D1	AU_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1
		Scénario A				Scénario ES			
Année	Unités	2 015	2 023	2 030	2 050	2 015	2 023	2 030	2 050
<b>Demande</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>40,3</b>
Demande - régionale ref	TWh <sub>PCS</sub>	28,0	23,3	21,3	25,1	28,0	23,3	21,3	25,1
- chaleur pyrogazéification - CSR	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- chaleur pyrogazéification - Bois	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7
- chaleur power-to-gas	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,3
Export	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2
<b>Gaz injecté</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>40,3</b>
<b>Gaz vert</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>6,8</b>	<b>24,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>6,8</b>	<b>40,3</b>
Méthanisation	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	1,0	6,6	18,1	0,0	1,0	6,6	18,1
Gazéification bois	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,1	5,4	0,0	0,0	0,1	9,7
Gazéification-CSR	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,6
Power-to-gas	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	11,8
<b>Gaz naturel</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>22,3</b>	<b>14,4</b>	<b>0,0</b>	<b>28,0</b>	<b>22,3</b>	<b>14,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Taux de gaz vert</b>	<b>%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>32%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>32%</b>	<b>100%</b>
<b>Coûts de production par filière</b>									
Méthanisation	€/MWh	-	84,5	86,7	84,2	-	84,5	86,7	84,2
Intrants	€/MWh	-	24,1	26,7	31,4	-	24,1	26,7	31,4
Transformation	€/MWh	-	60,3	60,0	52,8	-	60,3	60,0	52,8
Pyrogazéification - bois	€/MWh	-	-	102,6	99,9	-	-	102,6	124,6
Intrants	€/MWh	-	-	36,3	44,3	-	-	36,3	69,0
Transformation	€/MWh	-	-	66,3	55,6	-	-	66,3	55,6
Pyrogazéification - CSR	€/MWh	-	-	55,3	44,6	-	-	55,3	44,6
Intrants	€/MWh	-	-	-11,0	-11,0	-	-	-11,0	-11,0
Transformation	€/MWh	-	-	66,3	55,6	-	-	66,3	55,6
Power-to-gas	€/MWh	-	-	178,2	131,5	-	-	160,6	158,3
Electricité	€/MWh	-	-	73,0	73,0	-	-	73,0	94,2
CO2	€/MWh	-	-	0,0	4,0	-	-	0,0	7,3
Transformation	€/MWh	-	-	105,2	54,5	-	-	87,5	56,8
Gaz naturel	€/MWh	18,0	23,5	28,3	42,0	18,0	23,5	28,3	42,0
<b>Coût annuel total</b>	<b>M€</b>	<b>1136,7</b>	<b>1236,8</b>	<b>1660,5</b>	<b>2898,1</b>	<b>1136,7</b>	<b>1236,6</b>	<b>1663,8</b>	<b>5435,9</b>
<b>Production de gaz</b>	<b>M€</b>	<b>504,0</b>	<b>606,2</b>	<b>999,8</b>	<b>2159,0</b>	<b>504,0</b>	<b>606,2</b>	<b>1001,0</b>	<b>4635,7</b>
Méthanisation	M€	-	83,2	570,6	1521,5	-	83,2	570,6	1521,5
Pyrogazéification - bois	M€	-	-	13,2	536,4	-	-	13,2	1212,1
Pyrogazéification - CSR	M€	-	-	7,1	28,1	-	-	7,1	28,1
Power-to-gas	M€	-	-	0,3	73,0	-	-	1,8	1874,0
Gaz naturel	M€	504,0	522,9	408,6	0,0	504,0	522,9	408,3	0,0
<b>Réseau</b>	<b>M€</b>	<b>632,7</b>	<b>630,6</b>	<b>660,7</b>	<b>739,1</b>	<b>632,7</b>	<b>630,4</b>	<b>662,7</b>	<b>800,2</b>
Raccordement + adaptation réseau de distribution + rebours	M€	0,0	5,0	38,1	111,5	0,0	4,9	40,1	149,1
Méthanisation + PtG associé	M€	0,0	5,0	37,7	102,1	0,0	4,9	39,8	111,2
Autres moyens de production	M€	0,0	0,0	0,4	9,4	0,0	0,0	0,4	37,9
Stockage	M€	42,0	34,9	31,9	36,9	42,0	34,9	31,9	60,4
Coûts réseau "historique"	M€	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7
<b>Coût moyen du gaz délivré</b>	<b>€/MWh</b>	<b>41</b>	<b>53</b>	<b>78</b>	<b>118</b>	<b>41</b>	<b>53</b>	<b>78</b>	<b>135</b>
Approvisionnement gaz	€/MWh	18	26	47	88	18	26	47	115
Raccordement et adaptation aux gaz En&R	€/MWh	0,0	0,2	1,8	4,5	0,0	0,2	1,9	3,7
Réseau historique + stockage	€/MWh	23	27	29	25	23	27	29	16

Scénario		AU_R6_D1	AU_R6_D1	AU_R6_D1	AU_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1	ES_R6_D1
		Scénario A				Scénario ES			
Année	Unités	2 015	2 023	2 030	2 050	2 015	2 023	2 030	2 050
<b>Consommation d'intrants</b>									
<b>Méthanisation</b>	<b>TWhPCS</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>7,0</b>	<b>19,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>7,0</b>	<b>19,2</b>
Déjections animales	TWhPCS	0,0	0,3	1,8	3,1	0,0	0,3	1,8	3,1
Résidus de cultures	TWhPCS	0,0	0,3	1,8	3,5	0,0	0,3	1,8	3,5
CIMSE	TWhPCS	0,0	0,3	2,3	8,4	0,0	0,3	2,3	8,4
Résidus d'IAA	TWhPCS	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,5
Biodéchets	TWhPCS	0,0	0,1	0,4	1,0	0,0	0,1	0,4	1,0
Herbe	TWhPCS	0,0	0,0	0,4	1,7	0,0	0,0	0,4	1,7
Algues	TWhPCS	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0
<b>Pyrogazéification</b>	<b>TWhPCI</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>8,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>14,8</b>
Bois	TWhPCI	0,0	0,0	0,2	7,7	0,0	0,0	0,2	13,9
CSR	TWhPCI	0,0	0,0	0,2	0,9	0,0	0,0	0,2	0,9
<b>Power-to-gas</b>	<b>Twhelec</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,8</b>
<b>Parc de production en nb unités</b>									
<b>Méthaniseurs</b>		<b>0</b>	<b>37</b>	<b>265</b>	<b>729</b>	<b>0</b>	<b>37</b>	<b>265</b>	<b>729</b>
U5		0	4	29	79	0	4	29	79
U6		0	7	78	229	0	7	78	229
U7		0	12	54	131	0	12	54	131
U8		0	5	30	81	0	5	30	81
U9		0	4	27	70	0	4	27	70
U10		0	2	24	74	0	2	24	74
U11		0	0	13	40	0	0	13	40
U12		0	0	5	15	0	0	5	15
U13		0	0	2	6	0	0	2	6
U14		0	2	2	3	0	2	2	3
U15		0	1	1	1	0	1	1	1
U16		0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Pyrogazéification</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>67</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>116</b>
<b>Power-to-gas</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>548</b>
PtG-U5		0	0	1	5	0	0	1	39
PtG-U6		0	0	0	5	0	0	1	89
PtG-U7		0	0	0	10	0	0	1	82
PtG-U8		0	0	0	2	0	0	0	56
PtG-U9		0	0	0	2	0	0	0	50
PtG-U10		0	0	0	2	0	0	0	55
PtG-U11		0	0	0	1	0	0	0	32
PtG-U12		0	0	0	0	0	0	0	9
PtG-U13		0	0	0	0	0	0	0	2
PtG-U14		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U15		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U16		0	0	0	0	0	0	0	0
Ptg-Pyrogazéification		0	0	0	4	0	0	0	50
PtG-Industriel		0	0	0	4	0	0	0	84

## Variantes

Scénario		AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R6_D2	AU_R6_D2	AU_R6_D2	AU_R6_D2
		Scénario A - Variante méthanisation R5				Scénario A - Variante Demande sans GNV			
Année	Unités	2 015	2 023	2 030	2 050	2 015	2 023	2 030	2 050
<b>Demande</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>
Demande - régionale ref	TWh <sub>PCS</sub>	28,0	23,3	21,3	25,1	28,0	23,3	21,3	25,1
- chaleur pyrogazéification - CSR	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- chaleur pyrogazéification - Bois	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
- chaleur power-to-gas	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Export	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Gaz injecté</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>	<b>28,0</b>	<b>23,3</b>	<b>21,3</b>	<b>24,6</b>
<b>Gaz vert</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>6,8</b>	<b>24,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>6,8</b>	<b>24,6</b>
Méthanisation	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	1,0	6,6	18,1	0,0	1,0	6,6	18,1
Gazéification bois	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,1	5,4	0,0	0,0	0,1	5,4
Gazéification-CSR	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,6
Power-to-gas	TWh <sub>PCS</sub>	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
<b>Gaz naturel</b>	<b>TWh<sub>PCS</sub></b>	<b>28,0</b>	<b>22,3</b>	<b>14,5</b>	<b>0,0</b>	<b>28,0</b>	<b>22,3</b>	<b>14,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Taux de gaz vert</b>	<b>%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>32%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>32%</b>	<b>100%</b>
<b>Coûts de production par filière</b>									
Méthanisation	€/MWh	-	85,6	92,2	89,2	-	84,5	86,7	84,2
Intrants	€/MWh	-	24,1	26,7	31,4	-	24,1	26,7	31,4
Transformation	€/MWh	-	61,5	65,5	57,8	-	60,3	60,0	52,8
Pyrogazéification - bois	€/MWh	-	-	102,6	99,9	-	-	102,6	99,9
Intrants	€/MWh	-	-	36,3	44,3	-	-	36,3	44,3
Transformation	€/MWh	-	-	66,3	55,6	-	-	66,3	55,6
Pyrogazéification - CSR	€/MWh	-	-	55,3	44,6	-	-	55,3	44,6
Intrants	€/MWh	-	-	-11,0	-11,0	-	-	-11,0	-11,0
Transformation	€/MWh	-	-	66,3	55,6	-	-	66,3	55,6
Power-to-gas	€/MWh	-	-	178,2	131,5	-	-	178,2	131,5
Electricité	€/MWh	-	-	73,0	73,0	-	-	73,0	73,0
CO2	€/MWh	-	-	0,0	4,0	-	-	0,0	4,0
Transformation	€/MWh	-	-	105,2	54,5	-	-	105,2	54,5
Gaz naturel	€/MWh	18,0	23,5	28,3	42,0	18,0	23,5	28,3	42,0
<b>Coût annuel total</b>	<b>M€</b>	<b>1136,7</b>	<b>1237,3</b>	<b>1702,6</b>	<b>3013,2</b>	<b>1136,7</b>	<b>1236,3</b>	<b>1661,2</b>	<b>2901,2</b>
<b>Production de gaz</b>	<b>M€</b>	<b>504,0</b>	<b>607,3</b>	<b>1034,0</b>	<b>2248,5</b>	<b>504,0</b>	<b>606,2</b>	<b>999,8</b>	<b>2159,0</b>
Méthanisation	M€	-	84,4	604,0	1611,0	-	83,2	570,6	1521,5
Pyrogazéification - bois	M€	-	-	13,2	536,3	-	-	13,2	536,4
Pyrogazéification - CSR	M€	-	-	7,1	28,1	-	-	7,1	28,1
Power-to-gas	M€	-	-	0,3	73,1	-	-	0,3	73,0
Gaz naturel	M€	504,0	522,9	409,4	0,0	504,0	522,9	408,6	0,0
<b>Réseau</b>	<b>M€</b>	<b>632,7</b>	<b>630,0</b>	<b>668,7</b>	<b>764,7</b>	<b>632,7</b>	<b>630,2</b>	<b>661,4</b>	<b>742,2</b>
Raccordement + adaptation réseau de distribution + rebours	M€	0,0	4,4	46,0	137,1	0,0	4,6	38,8	114,5
Méthanisation + PtG associé	M€	0,0	4,4	45,7	127,7	0,0	4,6	38,4	105,2
Autres moyens de production	M€	0,0	0,0	0,4	9,4	0,0	0,0	0,4	9,4
Stockage	M€	42,0	34,9	31,9	36,9	42,0	34,9	31,9	36,9
Coûts réseau "historique"	M€	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7	590,7

Scénario		AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R5_D1	AU_R6_D2	AU_R6_D2	AU_R6_D2	AU_R6_D2
		Scénario A - Variante méthanisation R5				Scénario A - Variante Demande sans GNV			
Année	Unités	2 015	2 023	2 030	2 050	2 015	2 023	2 030	2 050
<b>Consommation d'intrants</b>									
<b>Méthanisation</b>	<b>TWhPCS</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>7,0</b>	<b>19,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>7,0</b>	<b>19,2</b>
Déjections animales	TWhPCS	0,0	0,3	1,8	3,1	0,0	0,3	1,8	3,1
Résidus de cultures	TWhPCS	0,0	0,3	1,8	3,5	0,0	0,3	1,8	3,5
CIMSE	TWhPCS	0,0	0,3	2,3	8,4	0,0	0,3	2,3	8,4
Résidus d'IAA	TWhPCS	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,5
Biodéchets	TWhPCS	0,0	0,1	0,4	1,0	0,0	0,1	0,4	1,0
Herbe	TWhPCS	0,0	0,0	0,4	1,7	0,0	0,0	0,4	1,7
Algues	TWhPCS	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0
<b>Pyrogazéification</b>	<b>TWhPCI</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>8,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>8,6</b>
Bois	TWhPCI	0,0	0,0	0,2	7,7	0,0	0,0	0,2	7,7
CSR	TWhPCI	0,0	0,0	0,2	0,9	0,0	0,0	0,2	0,9
<b>Power-to-gas</b>	<b>Twhelec</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>
<b>Parc de production en nb unités</b>									
<b>Méthaniseurs</b>		<b>0</b>	<b>38</b>	<b>351</b>	<b>998</b>	<b>0</b>	<b>37</b>	<b>265</b>	<b>729</b>
U5		0	5	92	274	0	4	29	79
U6		0	7	96	284	0	7	78	229
U7		0	12	60	152	0	12	54	131
U8		0	5	57	164	0	5	30	81
U9		0	5	34	94	0	4	27	70
U10		0	1	8	23	0	2	24	74
U11		0	0	1	4	0	0	13	40
U12		0	0	0	0	0	0	5	15
U13		0	0	0	0	0	0	2	6
U14		0	2	2	2	0	2	2	3
U15		0	1	1	1	0	1	1	1
U16		0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Pyrogazéification</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>67</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>67</b>
<b>Power-to-gas</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>35</b>
PtG-U5		0	0	1	5	0	0	1	5
PtG-U6		0	0	0	5	0	0	0	5
PtG-U7		0	0	0	10	0	0	0	10
PtG-U8		0	0	0	2	0	0	0	2
PtG-U9		0	0	0	2	0	0	0	2
PtG-U10		0	0	0	2	0	0	0	2
PtG-U11		0	0	0	1	0	0	0	1
PtG-U12		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U13		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U14		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U15		0	0	0	0	0	0	0	0
PtG-U16		0	0	0	0	0	0	0	0
Ptg-Pyrogazéification		0	0	0	4	0	0	0	4
PtG-Industriel		0	0	0	4	0	0	0	4

## 9.12 Éléments économiques sur le réseau de gaz

Tableau 57 - Éléments économiques sur le réseau de gaz.

Élément	CAPEX en 2015	OPEX	Taux d'actualisation	Durée d'actualisation	Évolution
<b>Canalisations</b>					
Canalisations haute pression (transport)	829 €/ml pour moins de 150 ml à 300 €/ml au-delà de 5 000 ml. Interpolation linéaire entre les deux	1 % du CAPEX	5,25 %	50 ans	Pas d'évolution
Canalisations moyenne pression (distribution)	115 €/ml	4 % du CAPEX	4,78 %	45 ans	Pas d'évolution
<b>Installation de compression</b>					
Unité de rebours distribution vers transport	2,5 M€	4 % du CAPEX (soit 100 k€)	6,05 %	30 ans	Pas d'évolution
Unité de rebours MPB vers MPC <sup>84</sup>	1,5 M€	150 k€	5,25 %	30 ans	Pas d'évolution
Unité de rebours transport régional vers transport national	2,0 M€	4 % du CAPEX (soit 80 k€)	6,05 %	30 ans	Pas d'évolution
Compresseur individuel (sortie méthaniseur vers réseau de transport)	0,17 * débit maximal de biométhane (en Nm <sup>3</sup> /h) + 143 k€	10 % du CAPEX	5,25 %	30 ans	Pas d'évolution
Compresseur mutualisé (MPC vers transport)	1,6 M€	4 % du CAPEX	5,25 %	30 ans	Pas d'évolution
<b>Poste de comptage</b>					

<sup>84</sup> Pour les unités de rebours MPB vers MPC, les ressources bibliographiques sont rares et peu de références étaient à disposition des acteurs concertés.



Poste d'injection sur le réseau de distribution	350 k€ en 2023 325 k€ en 2030 260 k€ en 2050	10 % du CAPEX	4,625%	20 ans	Baisse de 25 % entre 2023 et 2050
Poste d'injection sur le réseau de transport	635 k€	63 k€	5,25 %	20 ans	Pas d'évolution
<b>Gaz porté</b>					
Coût pour le raccordement d'une unité, sans mutualisation, entre la sortie du méthaniseur et le poste d'injection sur le réseau (poste d'injection exclu)	91 * ln(débit en Nm3/h) – 73 + Partie entière (débit en Nm3/h / 33) * 100 + 250 k€  Soit 959 k€ pour un site de 200 Nm3/h à 30 km du point d'injection	65 + 20 + 0,05 * distance en km * débit en Nm3/h + 20  Soit 205 k€/an pour un site de 200 Nm3/h à 30 km du point d'injection	5,25 %	20 ans	Pas d'évolution
Coût pour le raccordement d'une unité, avec mutualisation, entre la sortie du méthaniseur et le poste d'injection sur le réseau (poste d'injection exclu)	91 * ln(débit en Nm3/h) – 73 + Partie entière (débit en Nm3/h / 33) * k€  Soit 709 k€ pour un site de 200 Nm3/h à 30 km du point d'injection	65 + 20 + 0,05 * distance en km * débit en Nm3/h  Soit 185 k€/an pour un site de 200 Nm3/h à 30 km du point d'injection	5,25 %	20 ans	Pas d'évolution

## 9.13 Résultats des simulations du réseau

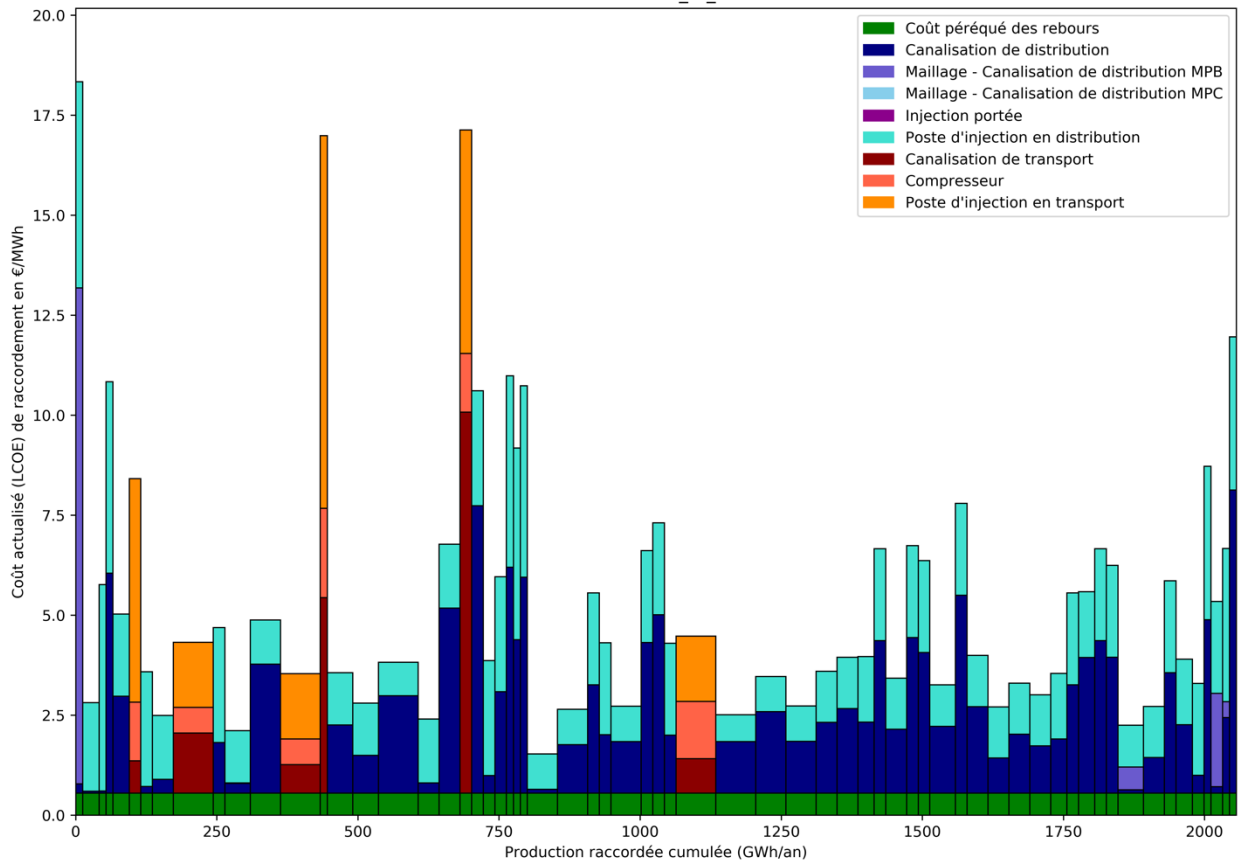
### 9.13.1 Résultats détaillés par département – Scénario de référence AU\_R6\_D1

Pour le scénario de référence AU\_R6\_D1, les résultats sont présentés de manière détaillée par département. Pour chaque département, la simulation de raccordement des unités est présentée à l'aide de deux figures :

- Le graphique présentant les coûts de raccordement des unités de méthanisation par ouvrage et par unité ;
- La carte présentant le résultat de la simulation du raccordement des unités de méthanisation.

Ces figures sont des résultats de simulations, notamment le positionnement des unités de méthanisation ne correspond pas à des projets dans la majorité des cas. Quelques aberrations géographiques sont possibles, l'algorithme ne prenant pas en compte les contraintes géographiques (relief, hydrographie, particularités locales).

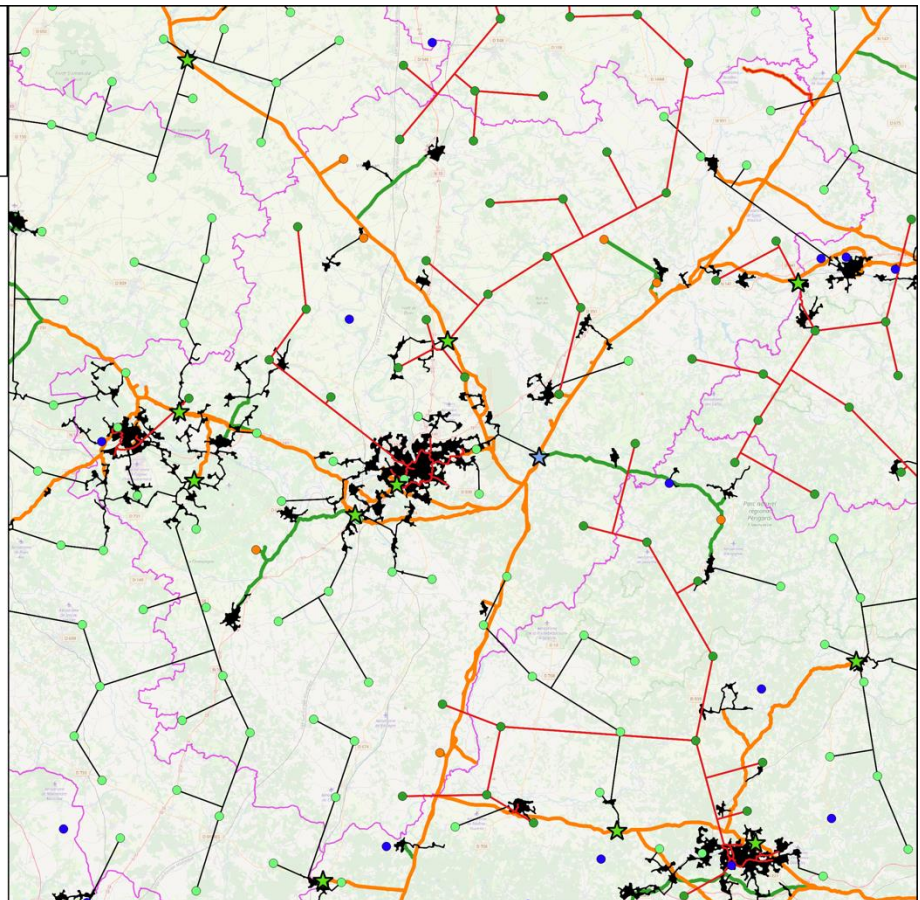
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Charente (16)  
Scénario au\_r6\_d1



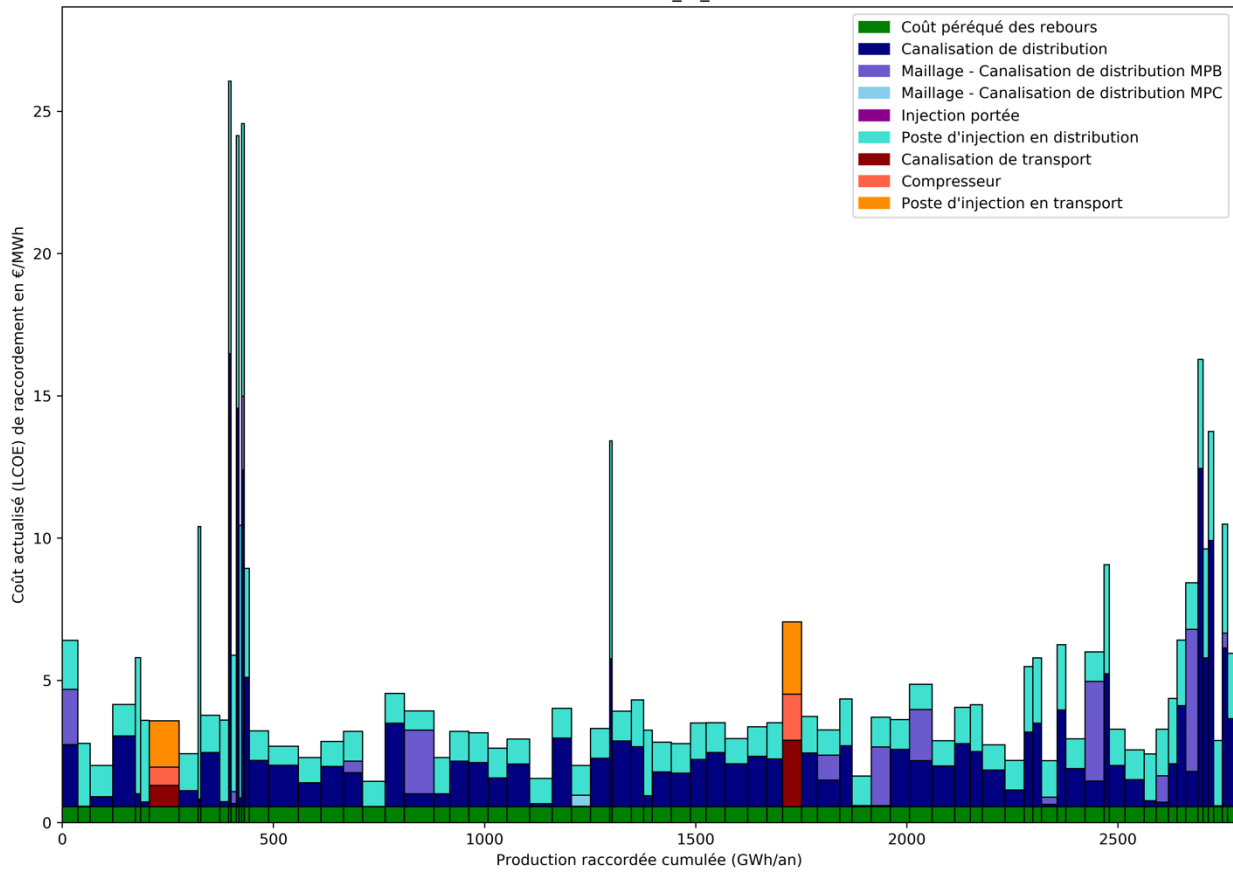
Résultats de simulation en  
2050  
Charente  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
    - Limites départementales
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 7 0 7 14 21 28 km



Coût de raccordement des unités de méthanisation - Charente-Maritime (17)  
Scénario au\_r6\_d1



Résultats de simulation en  
2050  
Charente-Maritime  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

Unités de méthanisation

- Non raccordées en injection (cogénération)
- Raccordées en injection :
  - Réseau de transport
  - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
  - Gaz porté
  - Réseau de distribution MPB
  - Réseau de distribution MPC

Réseau de transport

- Transport national
- Transport régional

Réseau de distribution

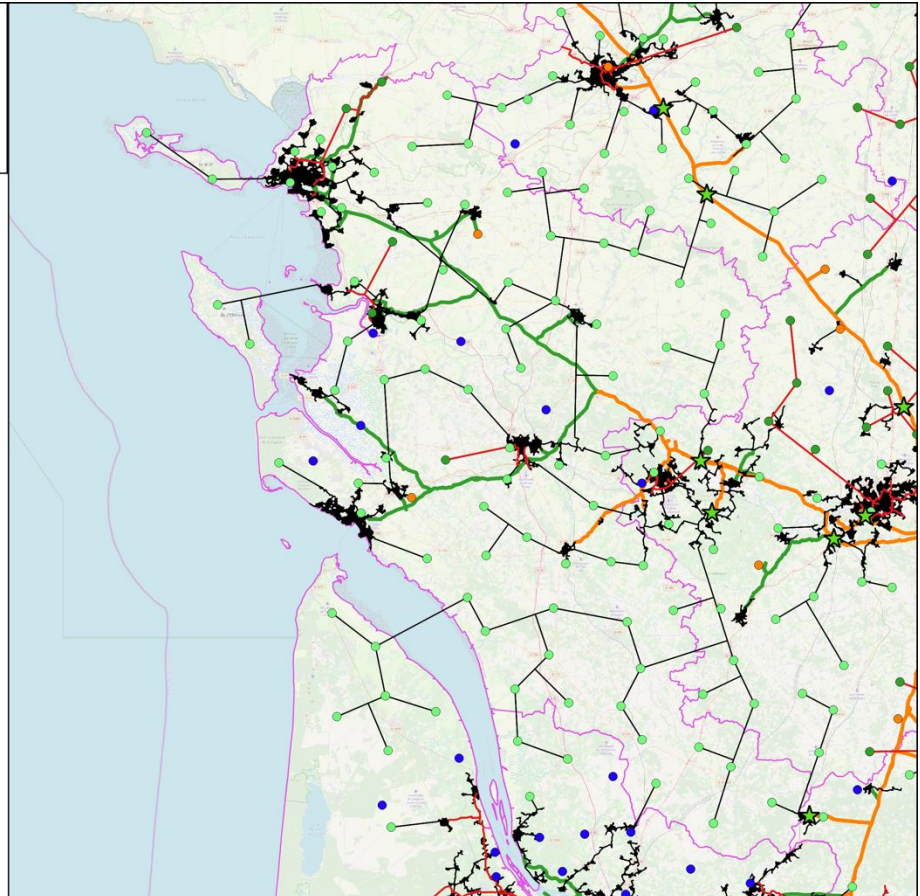
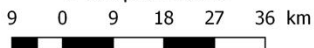
- MPC
- MPB
- Limites départementales

Injection portée

- Une couleur par opération

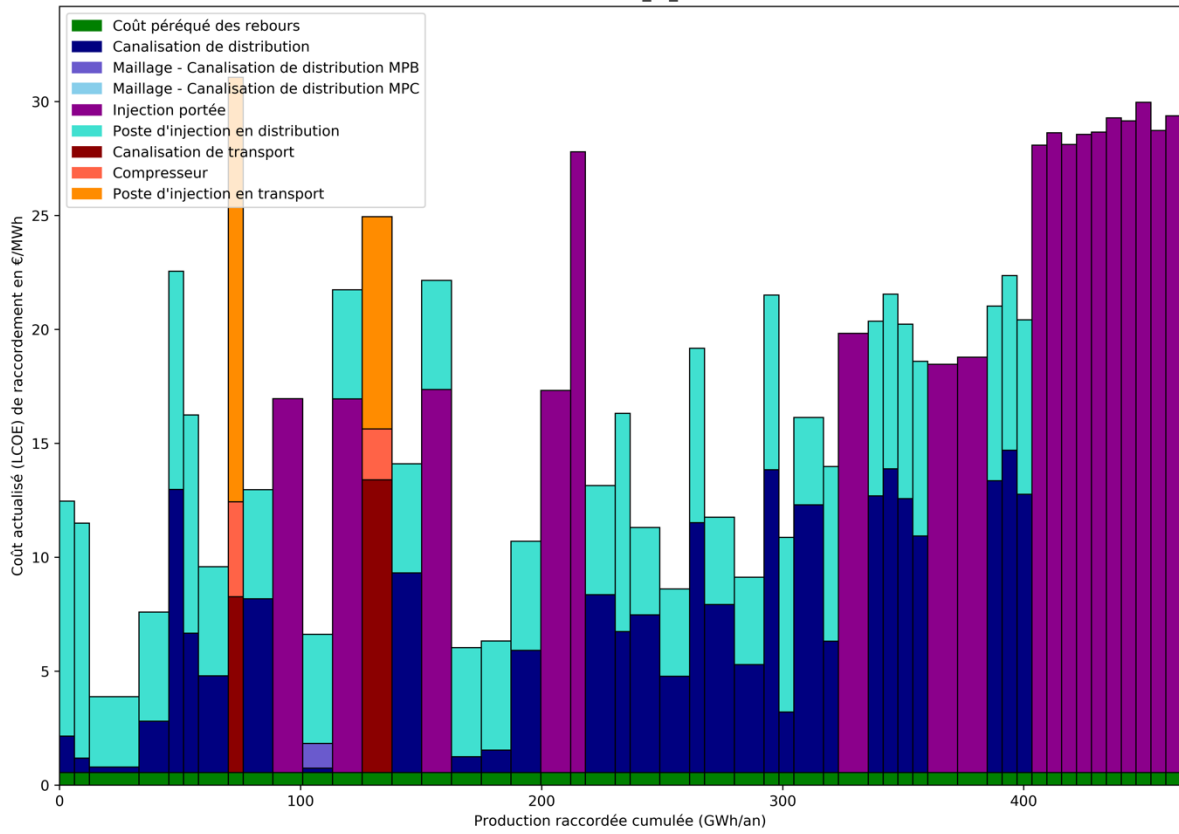
Rebours

- ★ Rebours distribution -> transport
- ★ Rebours transport régional -> transport national



**Remarque :** L'algorithme permet des raccordements depuis les îles vers le continent, ce qui serait dans les faits bien trop onéreux. Par souci de simplicité ces raccordements sont laissés tels quels, leur nombre étant très restreint.

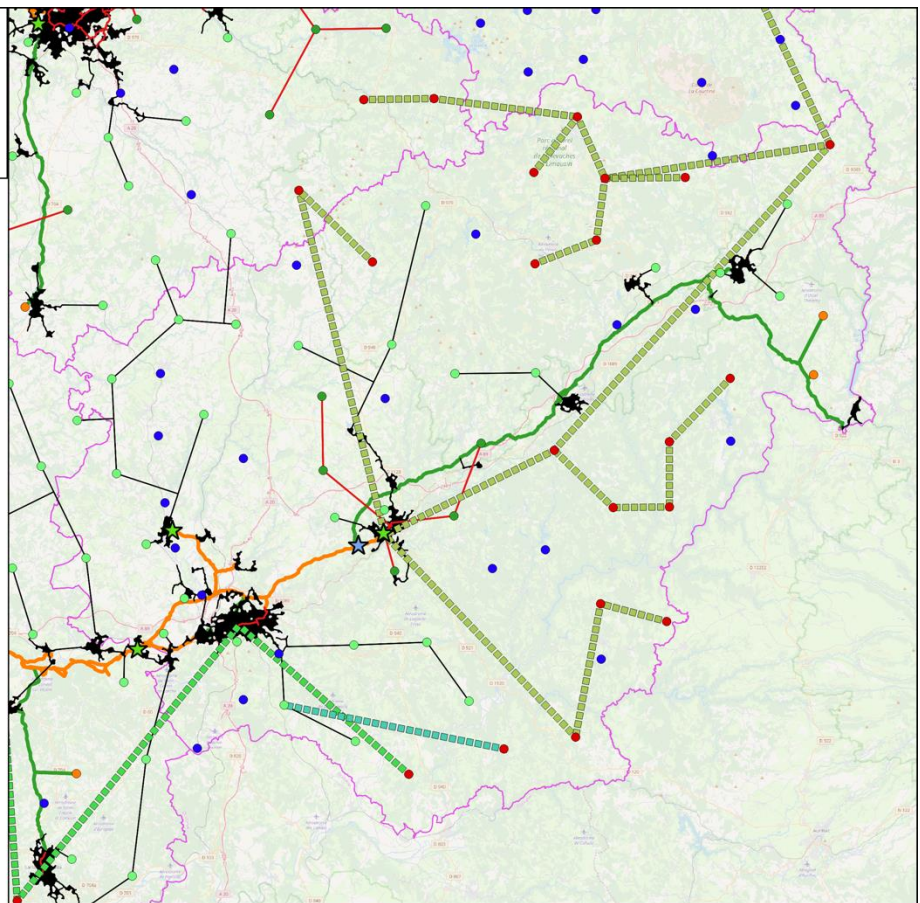
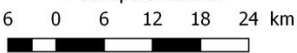
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Corrèze (19)  
Scénario au\_r6\_d1



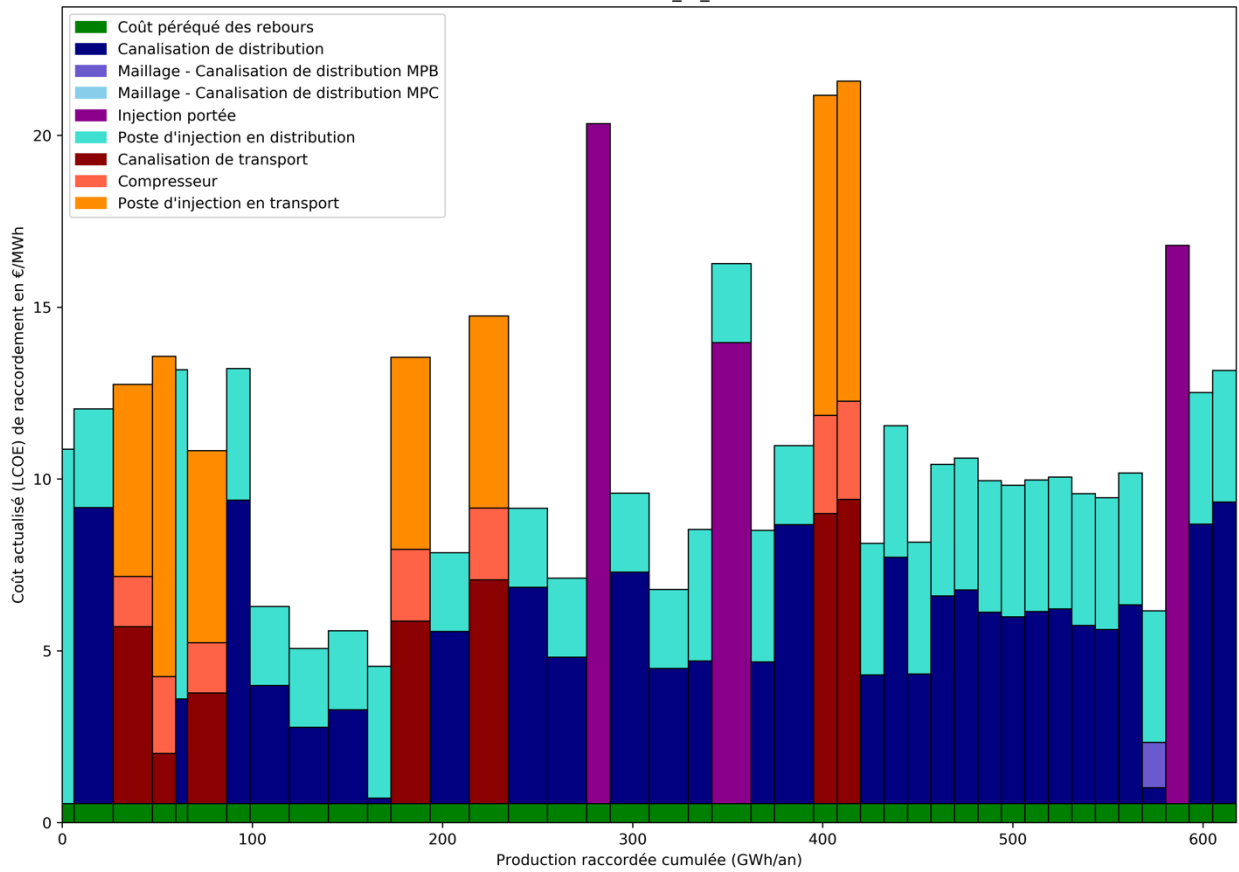
Résultats de simulation en  
2050  
Corrèze  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
  - Non raccordées en injection (cogénération)
  - Raccordées en injection :
    - Réseau de transport
    - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
    - Gaz porté
    - Réseau de distribution MPB
    - Réseau de distribution MPC
- Réseau de transport
  - Transport national
  - Transport régional
- Réseau de distribution
  - MPC
  - MPB
- Limites départementales
  -
- Injection portée
  - Une couleur par opération
- Rebours
  - ★ Rebours distribution -> transport
  - ★ Rebours transport régional -> transport national



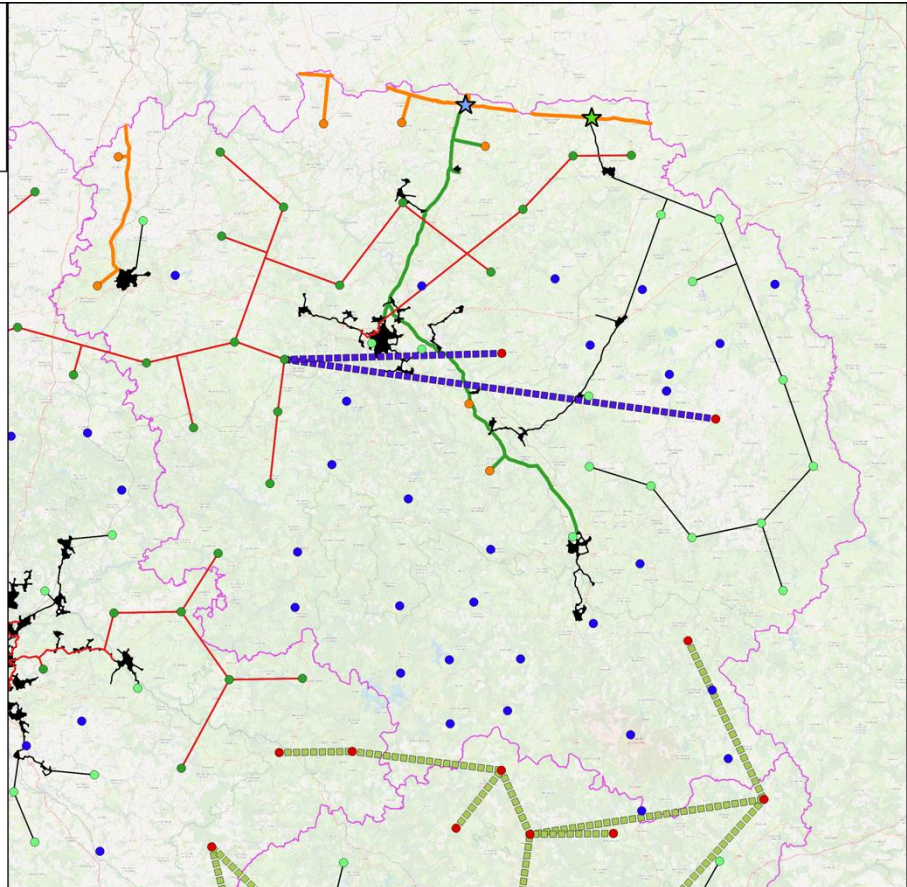
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Creuse (23)  
Scénario au\_r6\_d1



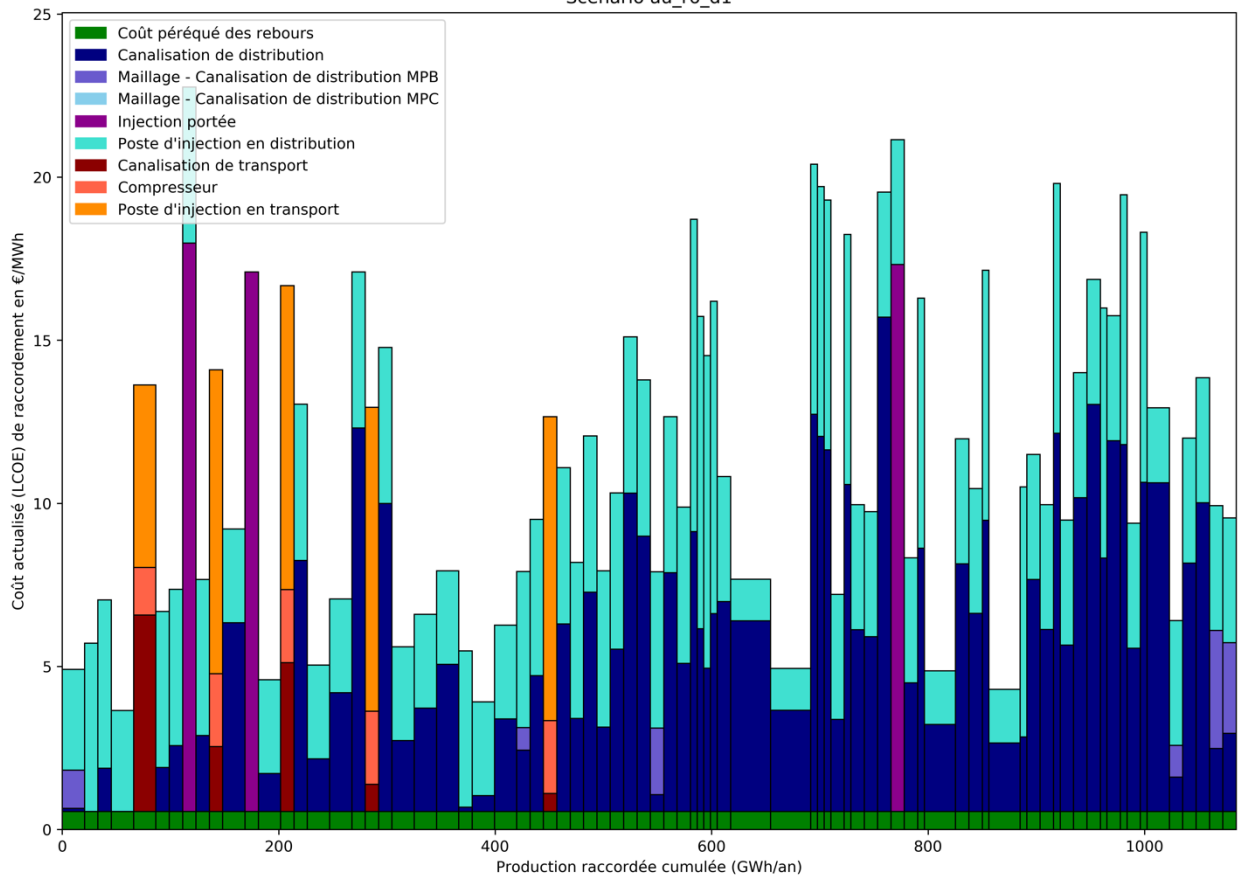
Résultats de simulation en  
2050  
Creuse  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
    -
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 6 0 6 12 18 24 km



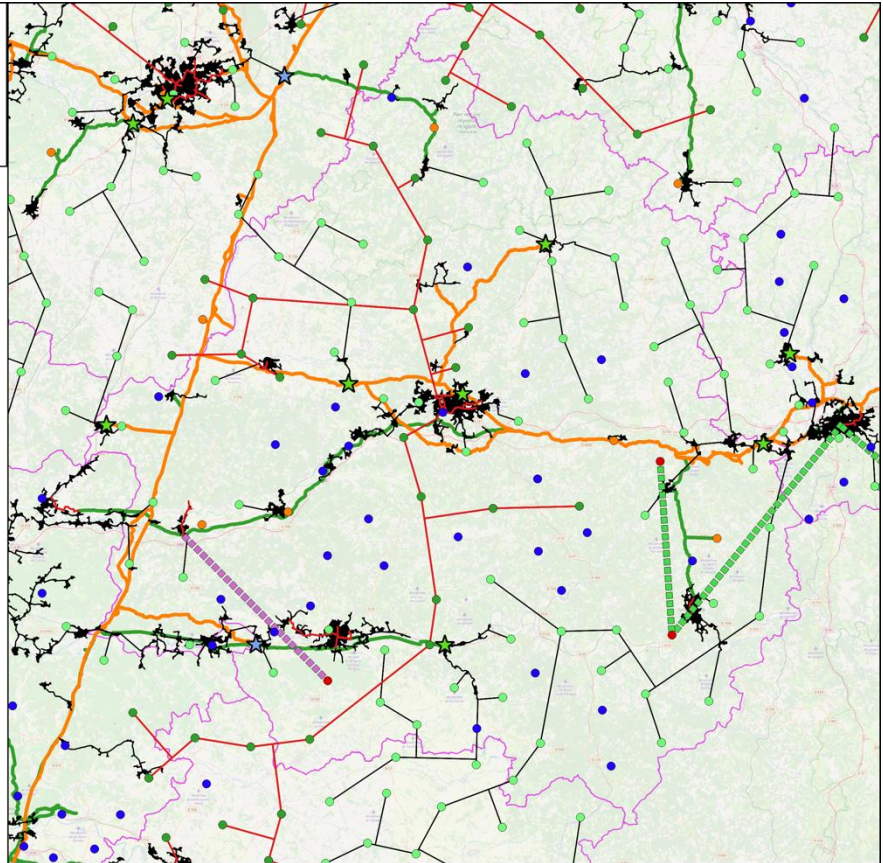
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Dordogne (24)  
Scénario au\_r6\_d1



Résultats de simulation en  
2050  
Dordogne  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

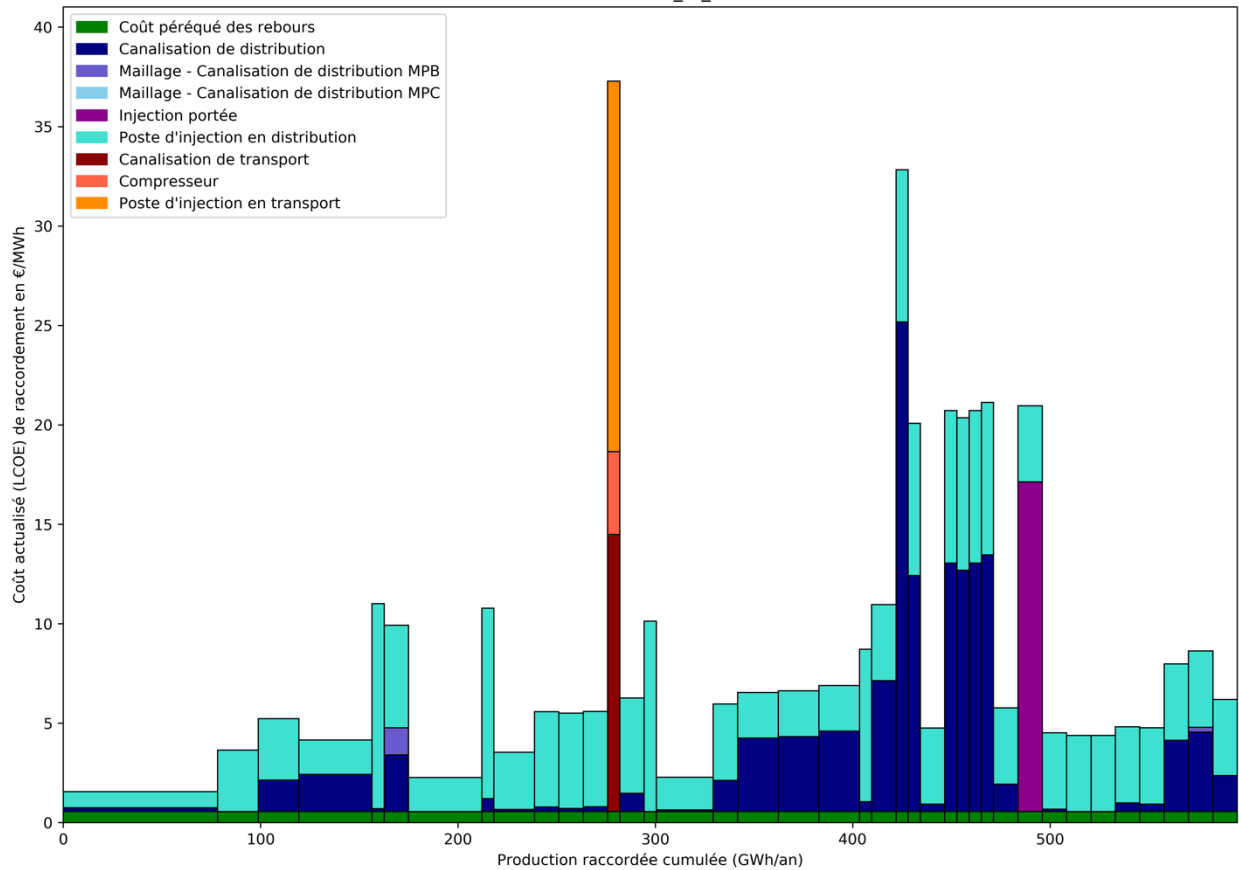
Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 8 0 8 16 24 32 km





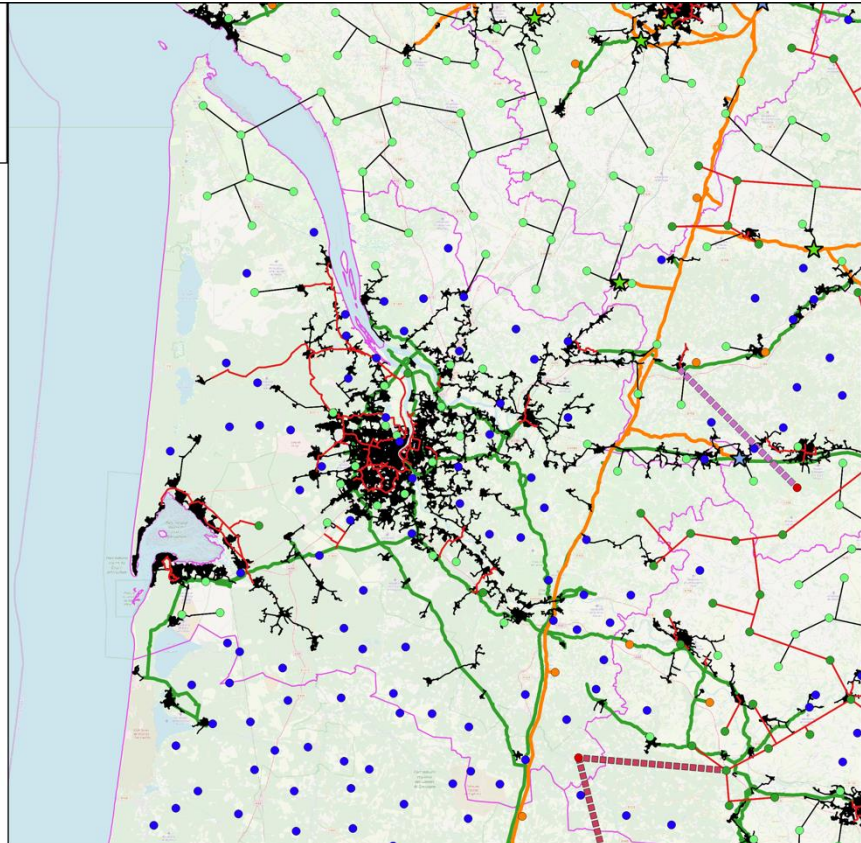
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Gironde (33)  
Scénario au\_r6\_d1



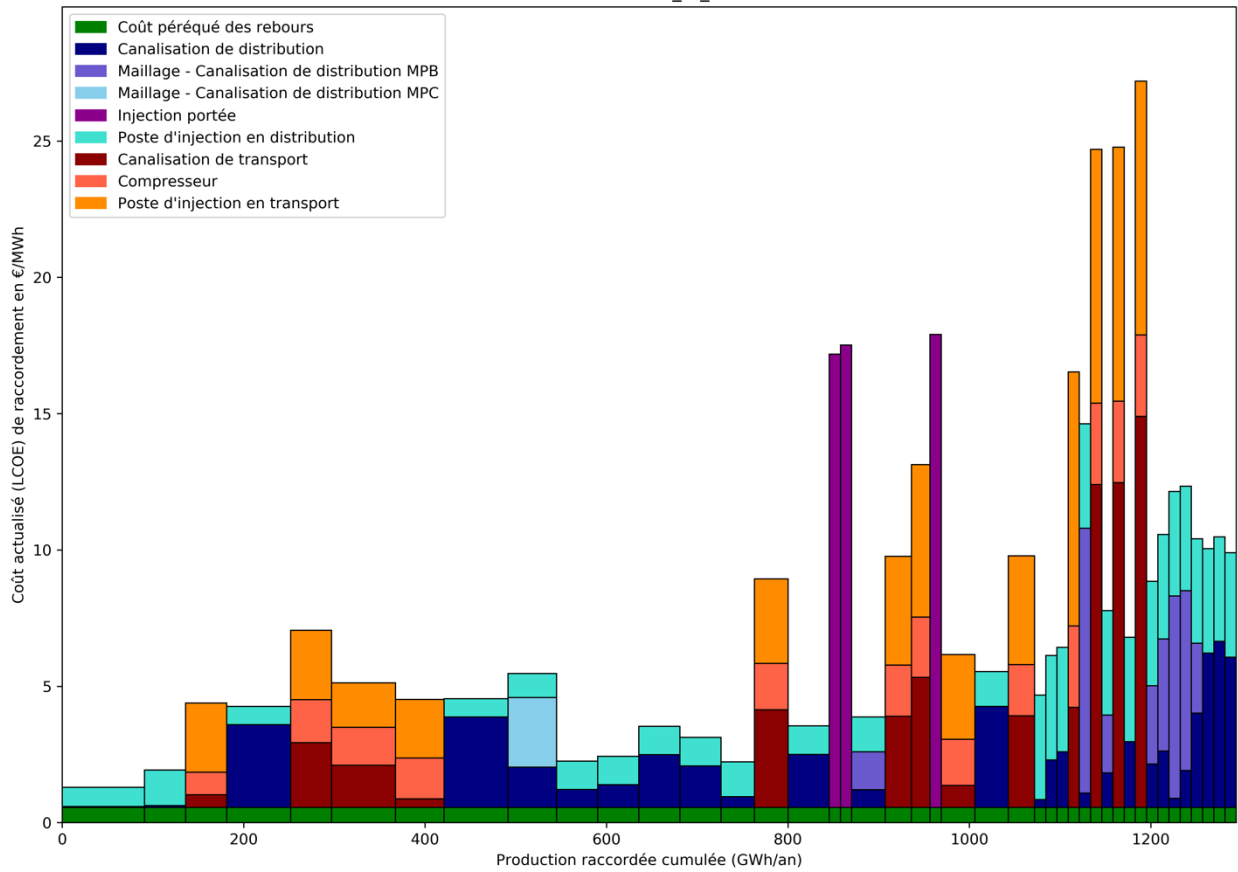
Résultats de simulation en 2050  
Gironde  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
    -
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 10 0 10 20 30 40 km



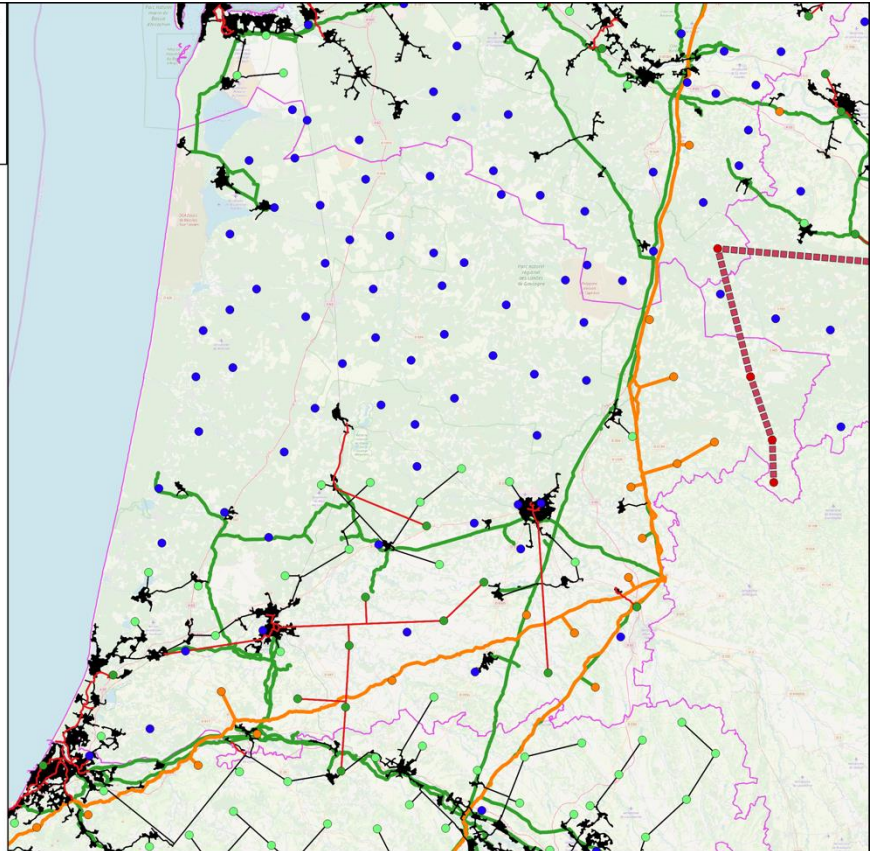
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Landes (40)  
Scénario au\_r6\_d1



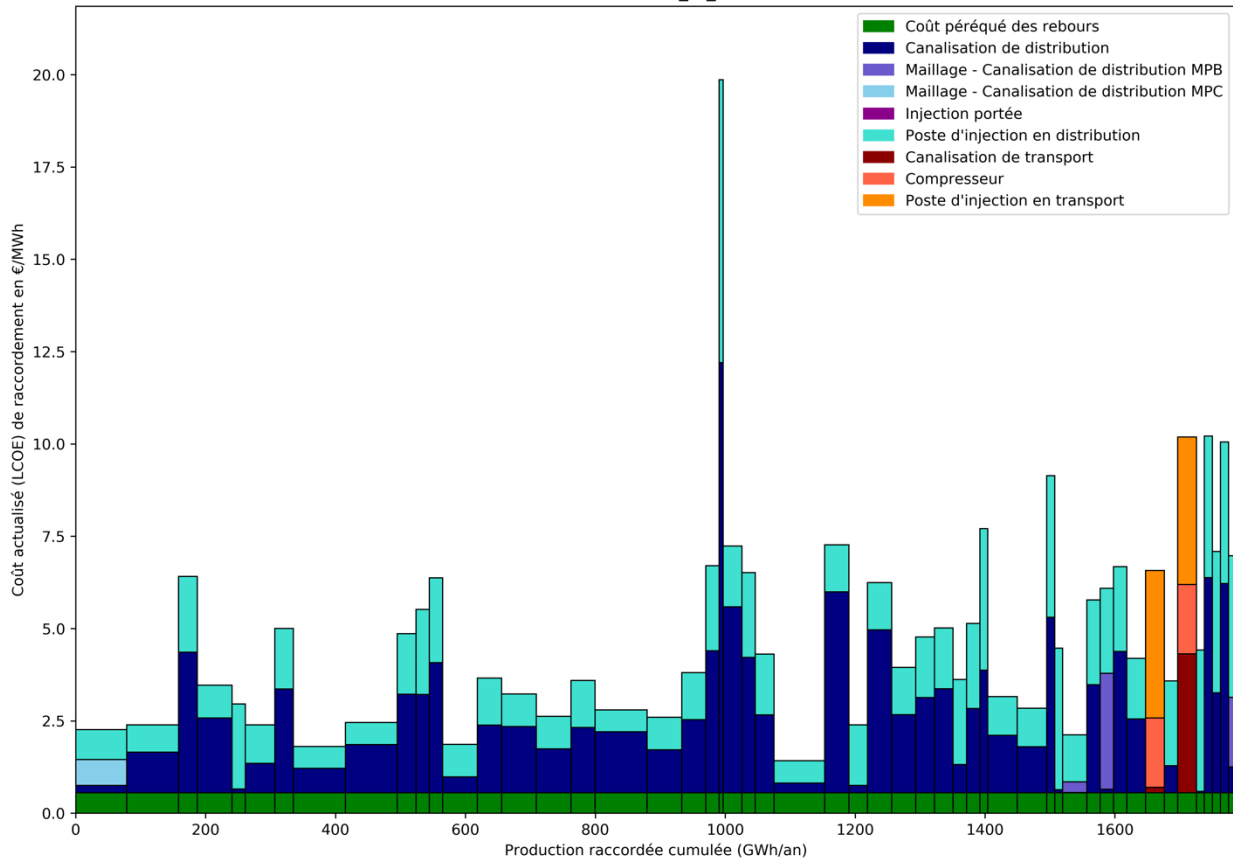
Résultats de simulation en  
2050  
Landes  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
- Non raccordées en injection (cogénération)
  - Raccordées en injection :
    - Réseau de transport
    - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
    - Gaz porté
    - Réseau de distribution MPB
    - Réseau de distribution MPC
- Réseau de transport
- Transport national
  - Transport régional
- Réseau de distribution
- MPC
  - MPB
  - Limites départementales
- Injection portée
- Une couleur par opération
- Rebours
- ★ Rebours distribution -> transport
  - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 8 0 8 16 24 32 km



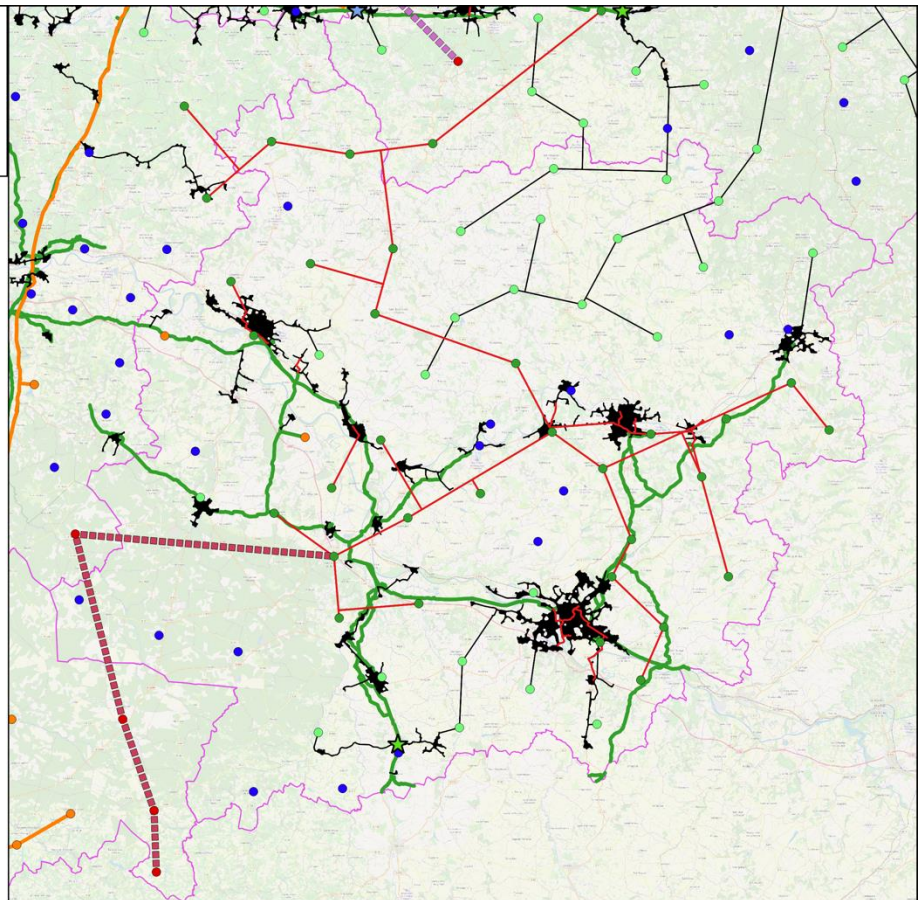
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Lot-et-Garonne (47)  
Scénario au\_r6\_d1



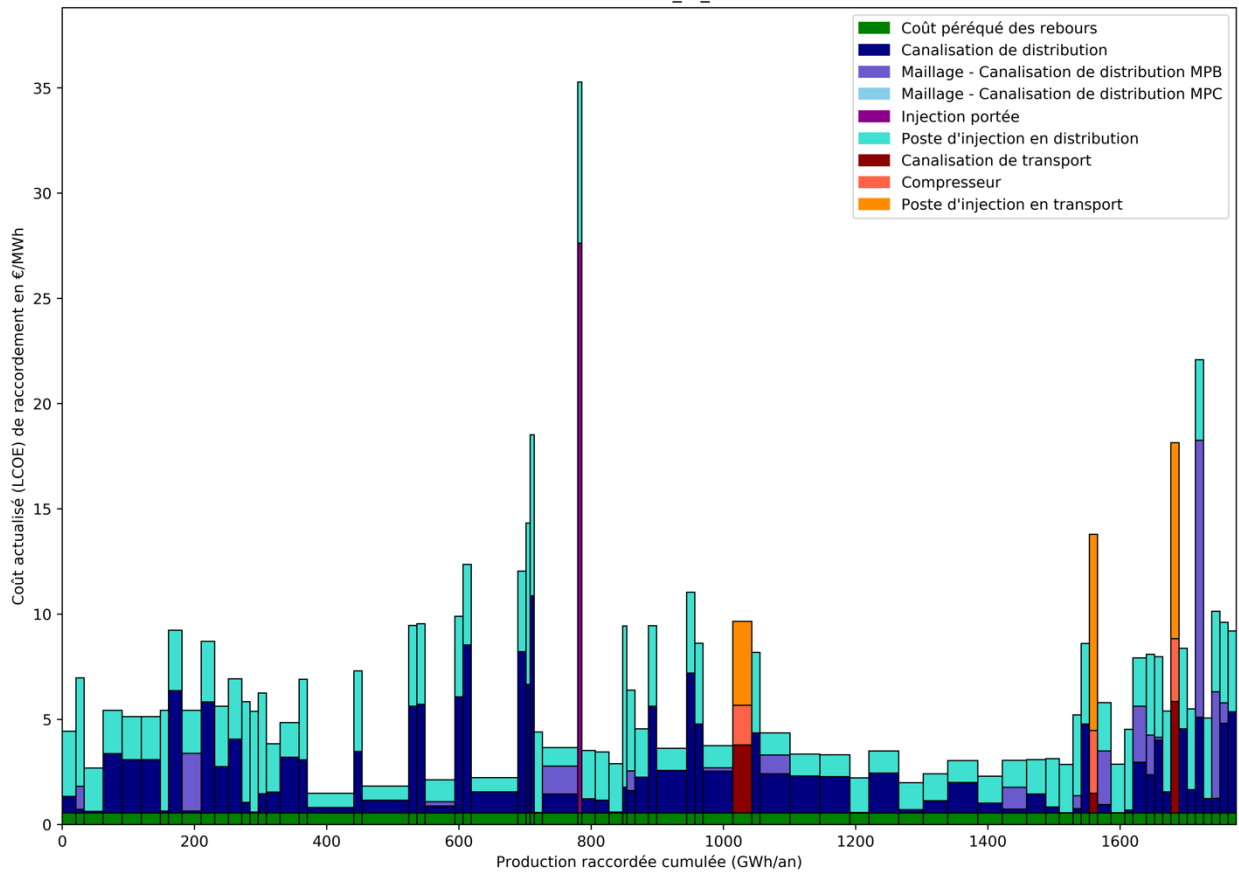
Résultats de simulation en  
2050  
Lot-et-Garonne  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 6 0 6 12 18 24 km



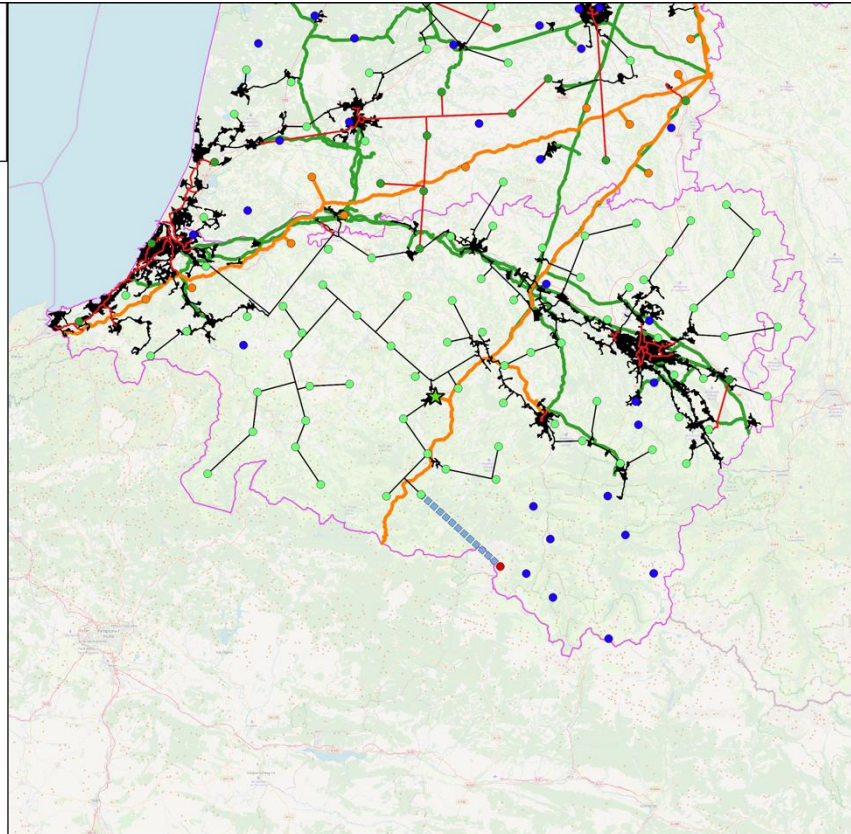
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Pyrénées-Atlantiques (64)  
Scénario au\_r6\_d1



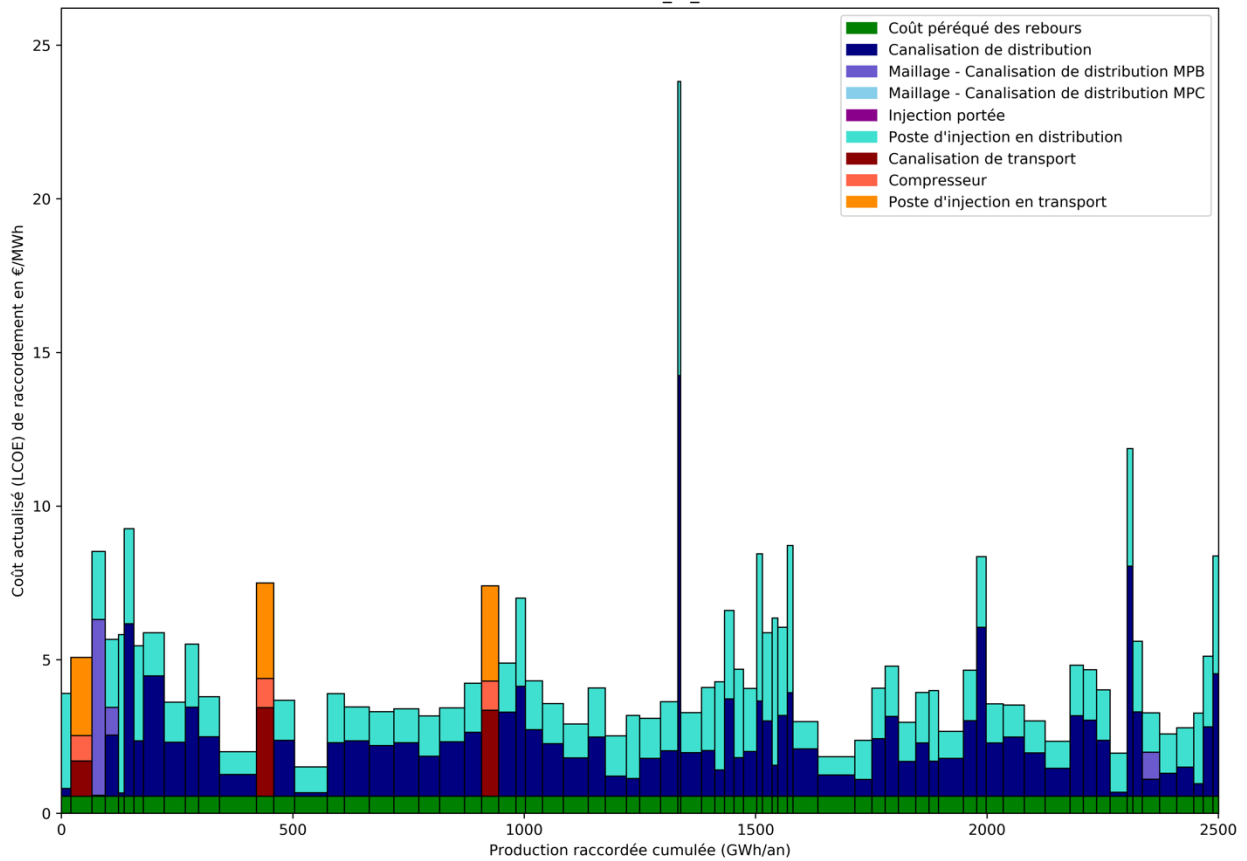
Résultats de simulation en 2050  
Pyrénées-Atlantiques  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 9 0 9 18 27 36 km



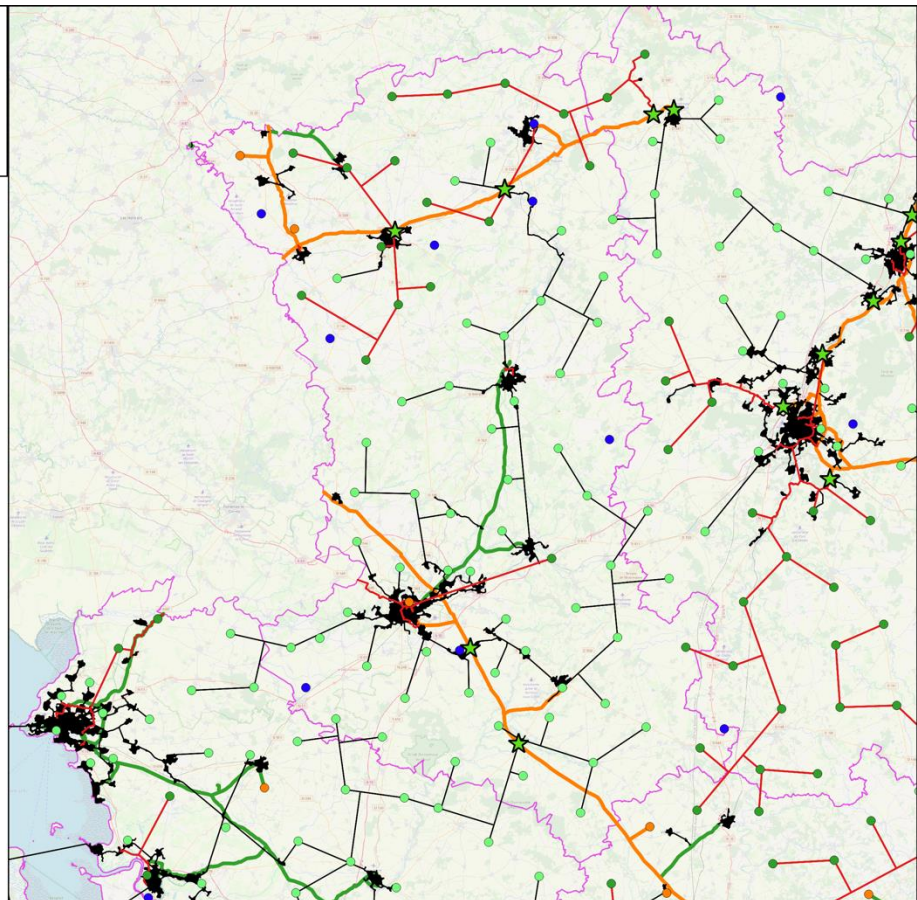
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Deux-Sèvres (79)  
Scénario au\_r6\_d1



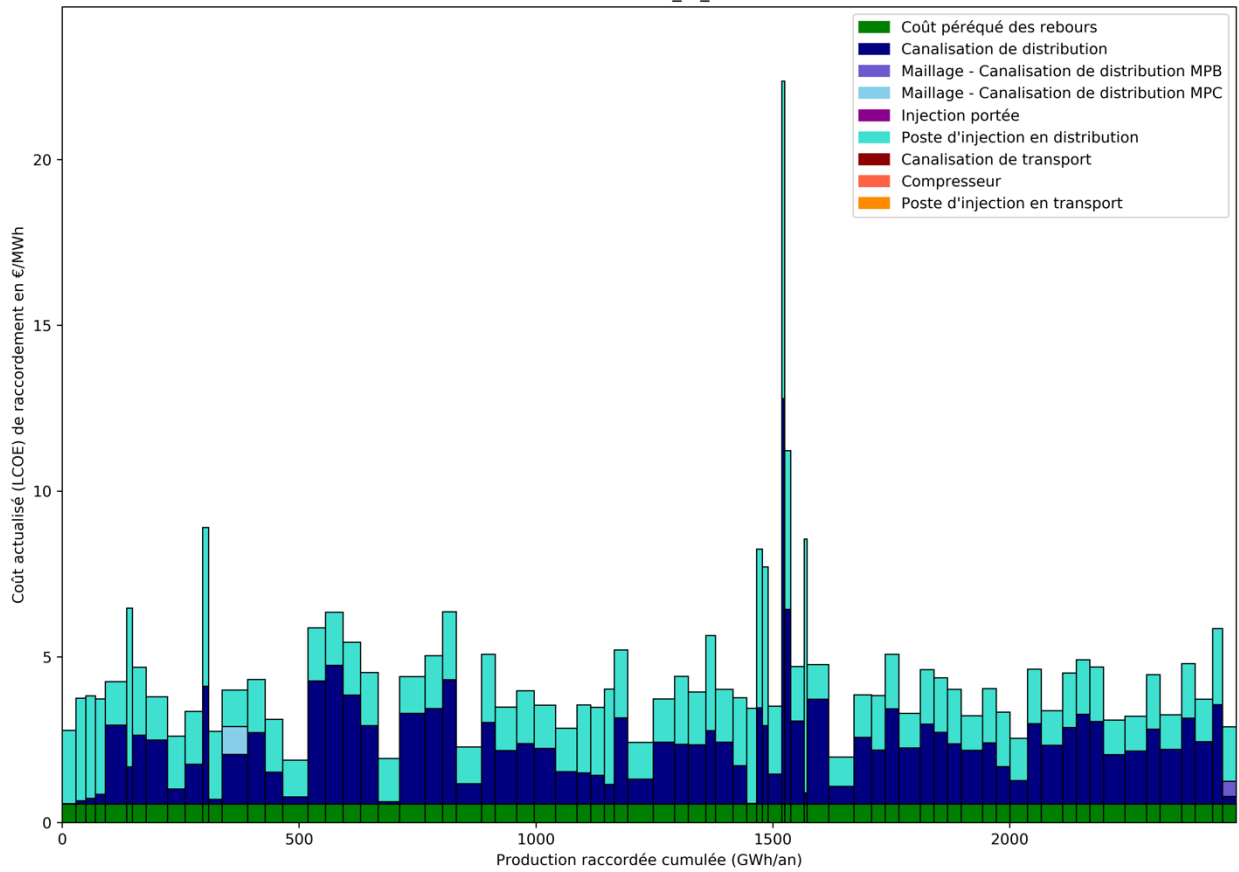
Résultats de simulation en  
2050  
Deux-Sèvres  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
    -
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 8 0 8 16 24 32 km
- 



Coût de raccordement des unités de méthanisation - Vienne (86)  
Scénario au\_r6\_d1



Résultats de simulation en  
2050  
Vienne  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

Légende

Unités de méthanisation

- Non raccordées en injection (cogénération)
- Raccordées en injection :
  - Réseau de transport
  - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
  - Gaz porté
  - Réseau de distribution MPB
  - Réseau de distribution MPC

Réseau de transport

- Transport national
- Transport régional

Réseau de distribution

- MPC
- MPB
- Limites départementales

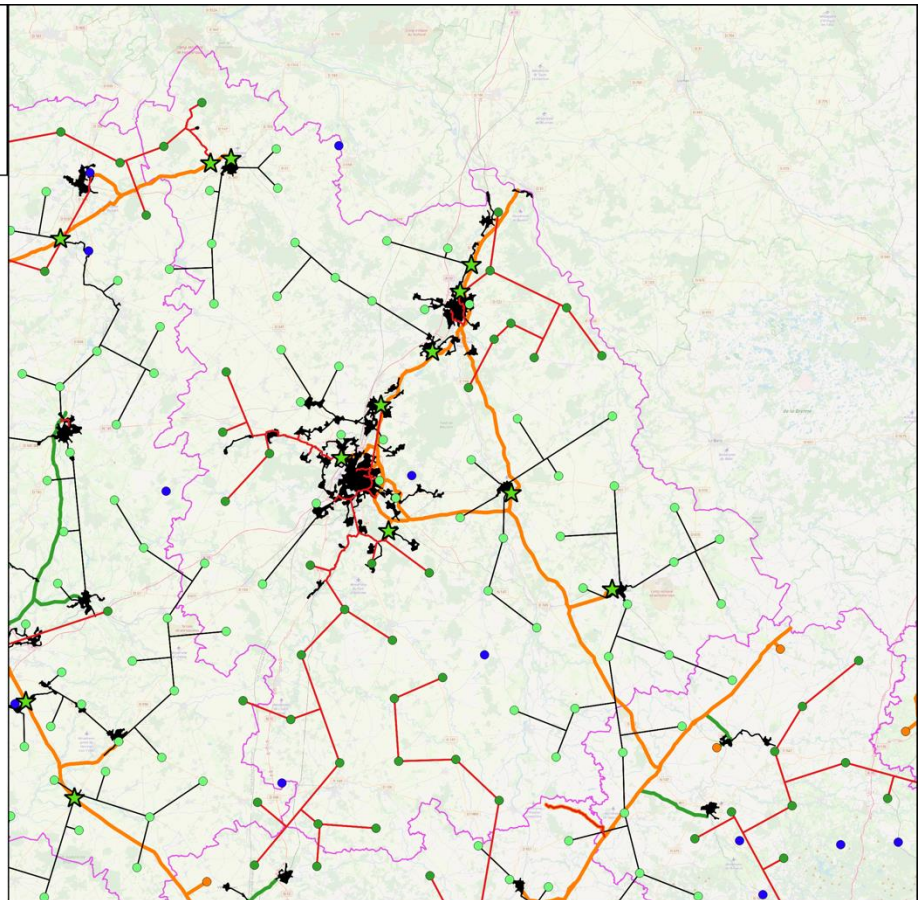
Injection portée

- Une couleur par opération

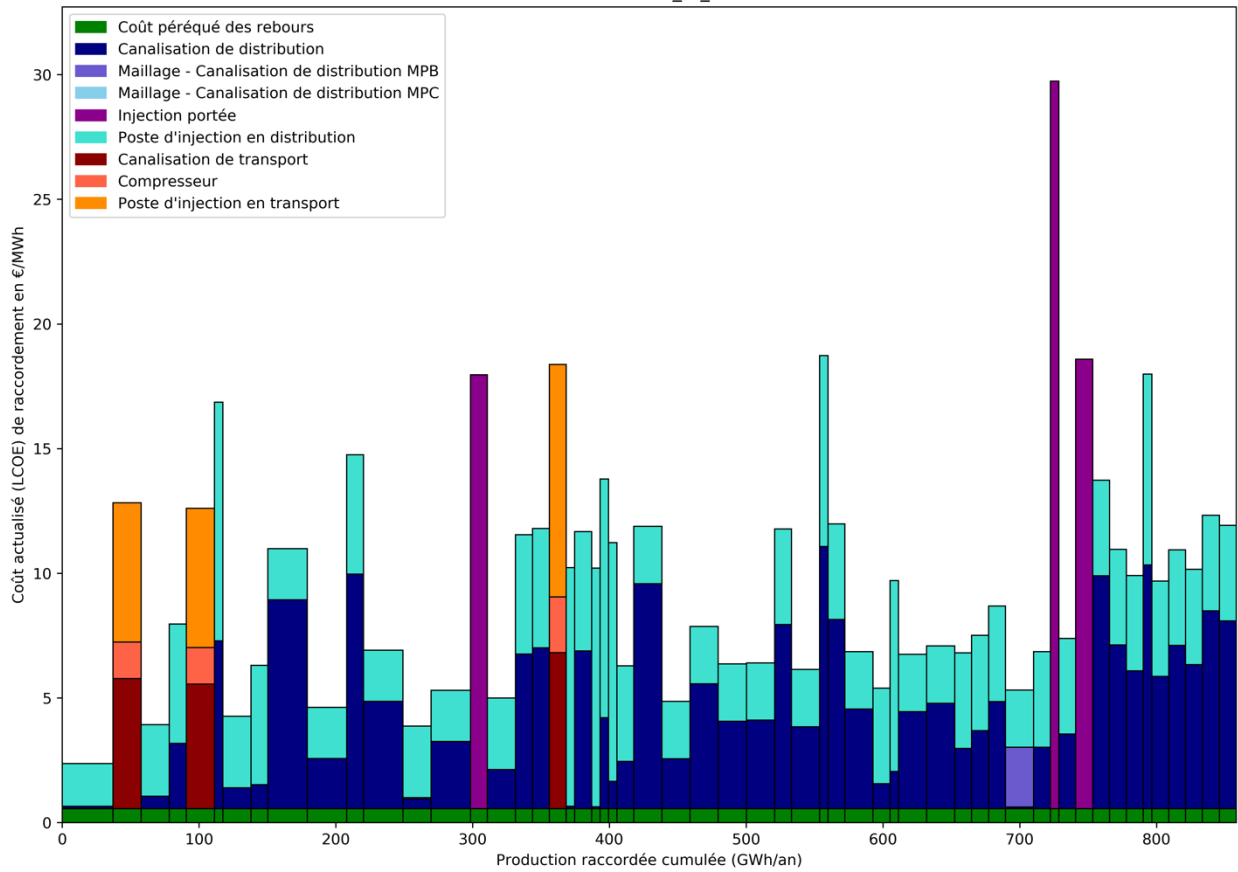
Rebours

- ★ Rebours distribution -> transport
- ★ Rebours transport régional -> transport national

8 0 8 16 24 32 km



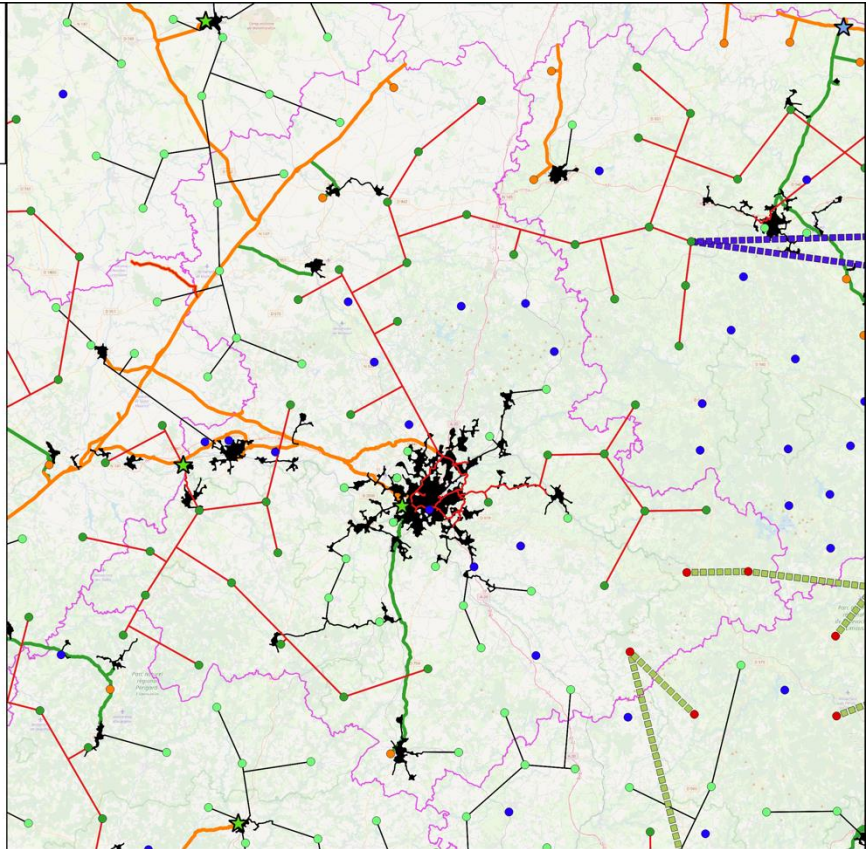
Coût de raccordement des unités de méthanisation - Haute-Vienne (87)  
Scénario au\_r6\_d1



Résultats de simulation en 2050  
Haute-Vienne  
Scénario AU\_R6\_D1  
(référence)

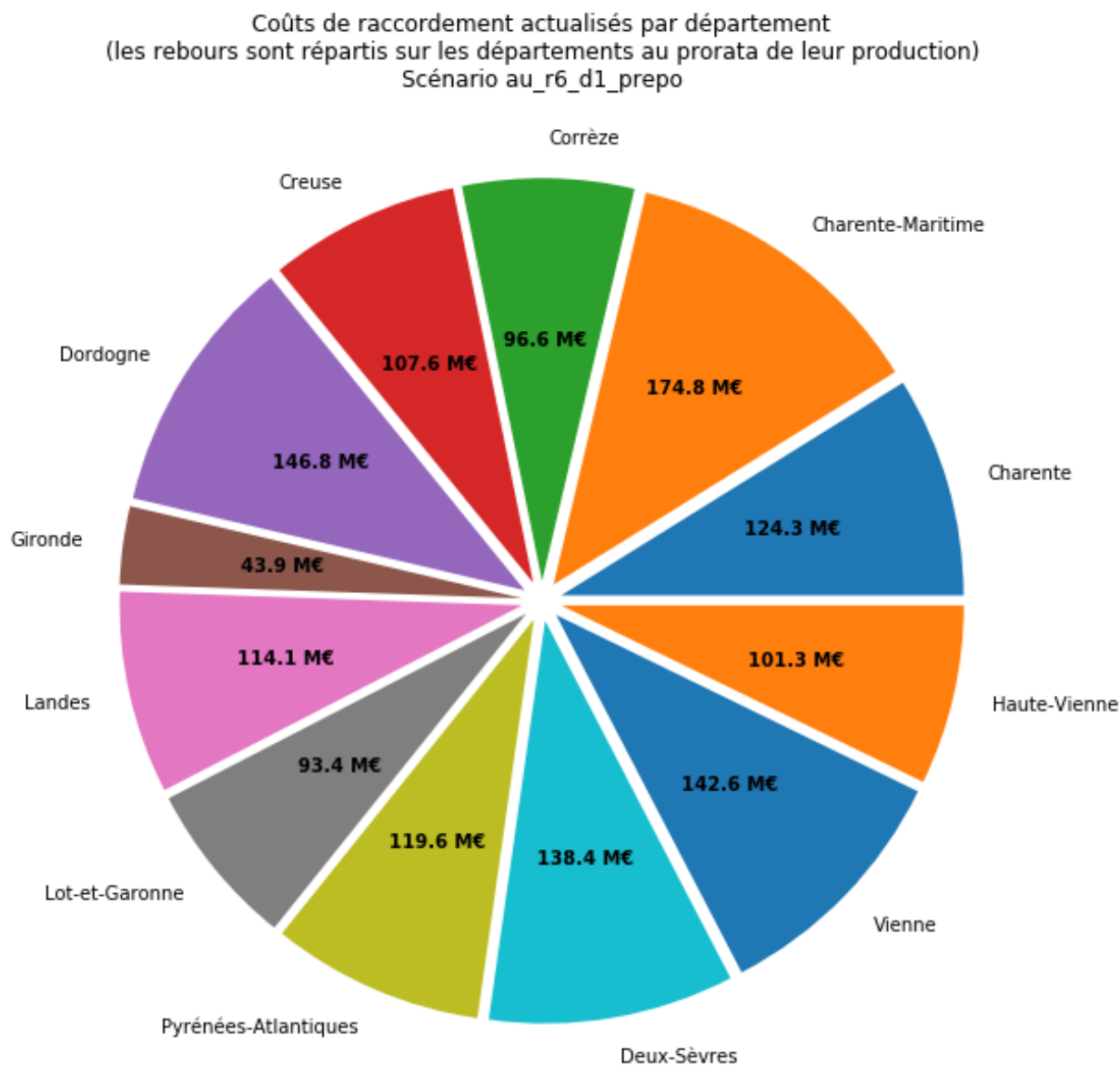
Légende

- Unités de méthanisation
    - Non raccordées en injection (cogénération)
    - Raccordées en injection :
      - Réseau de transport
      - Injection mutualisée PE 8 bar sur le réseau de transport
      - Gaz porté
      - Réseau de distribution MPB
      - Réseau de distribution MPC
  - Réseau de transport
    - Transport national
    - Transport régional
  - Réseau de distribution
    - MPC
    - MPB
  - Limites départementales
    -
  - Injection portée
    - Une couleur par opération
  - Rebours
    - ★ Rebours distribution -> transport
    - ★ Rebours transport régional -> transport national
- 6 0 6 12 18 24 km



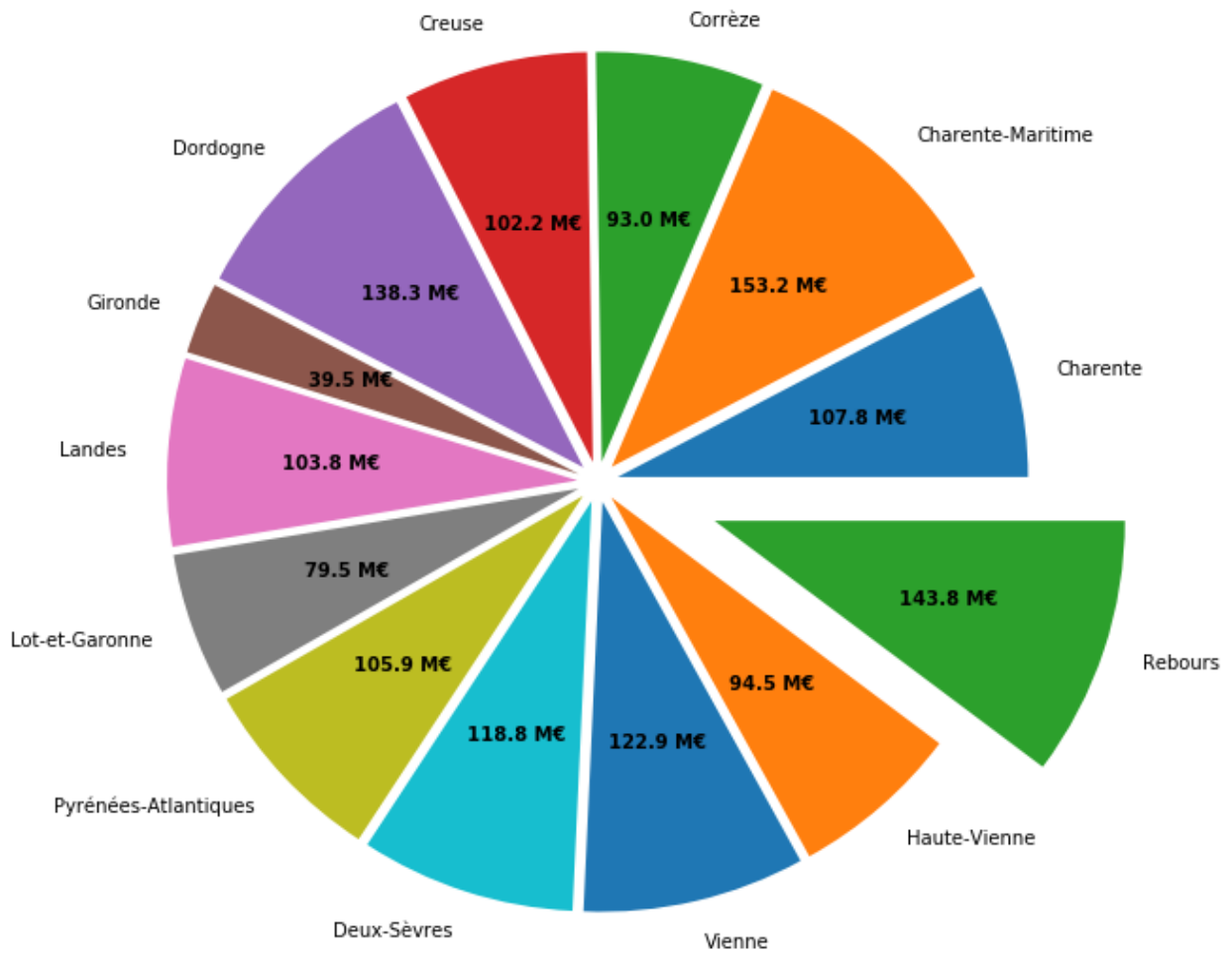
### 9.13.2 Résultats économiques : variante AU R6 D1 PREPO avec pré-positionnement des rebours

Pour la variante avec pré-positionnement des rebours, les résultats par département sont présentés ci-dessous.

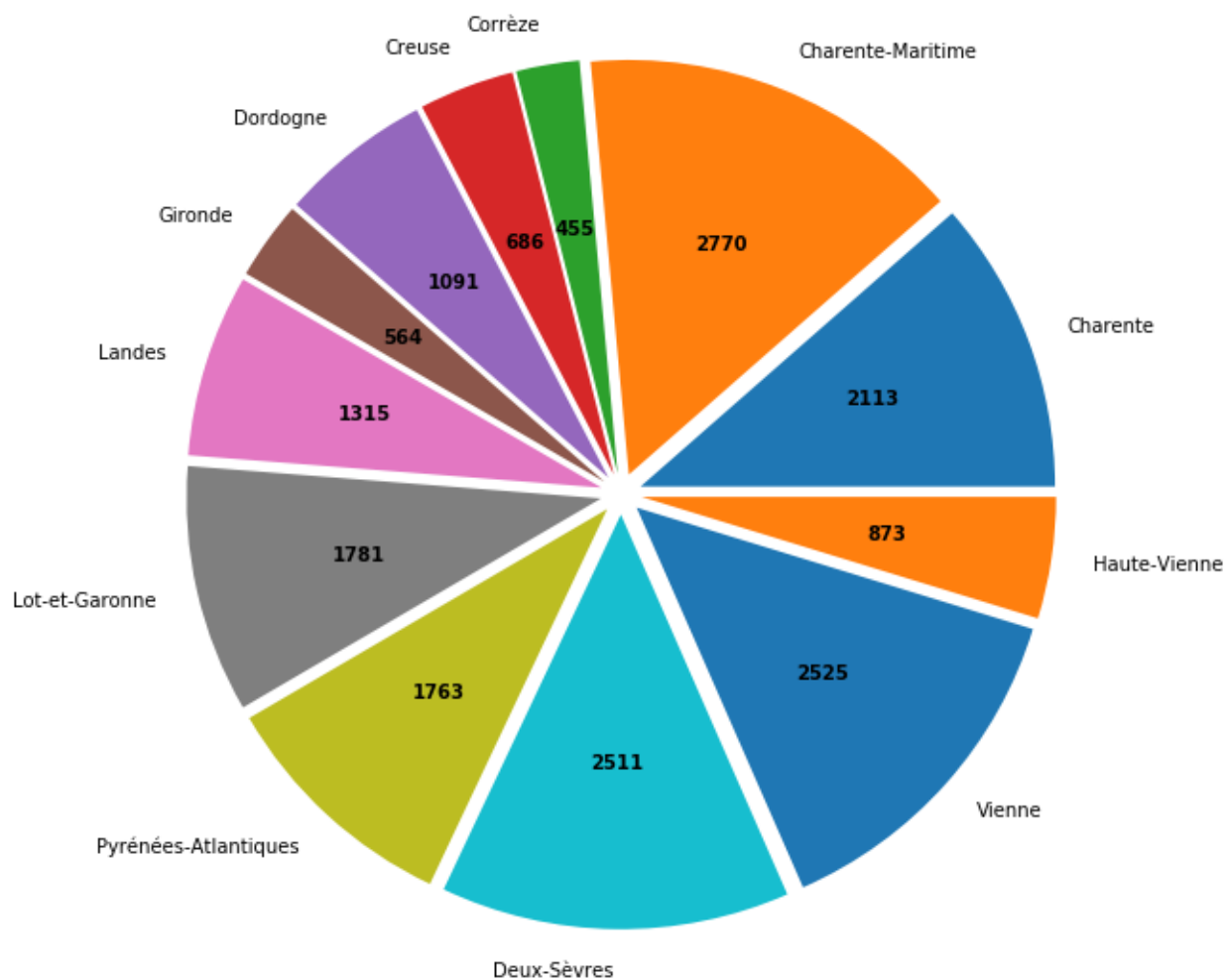


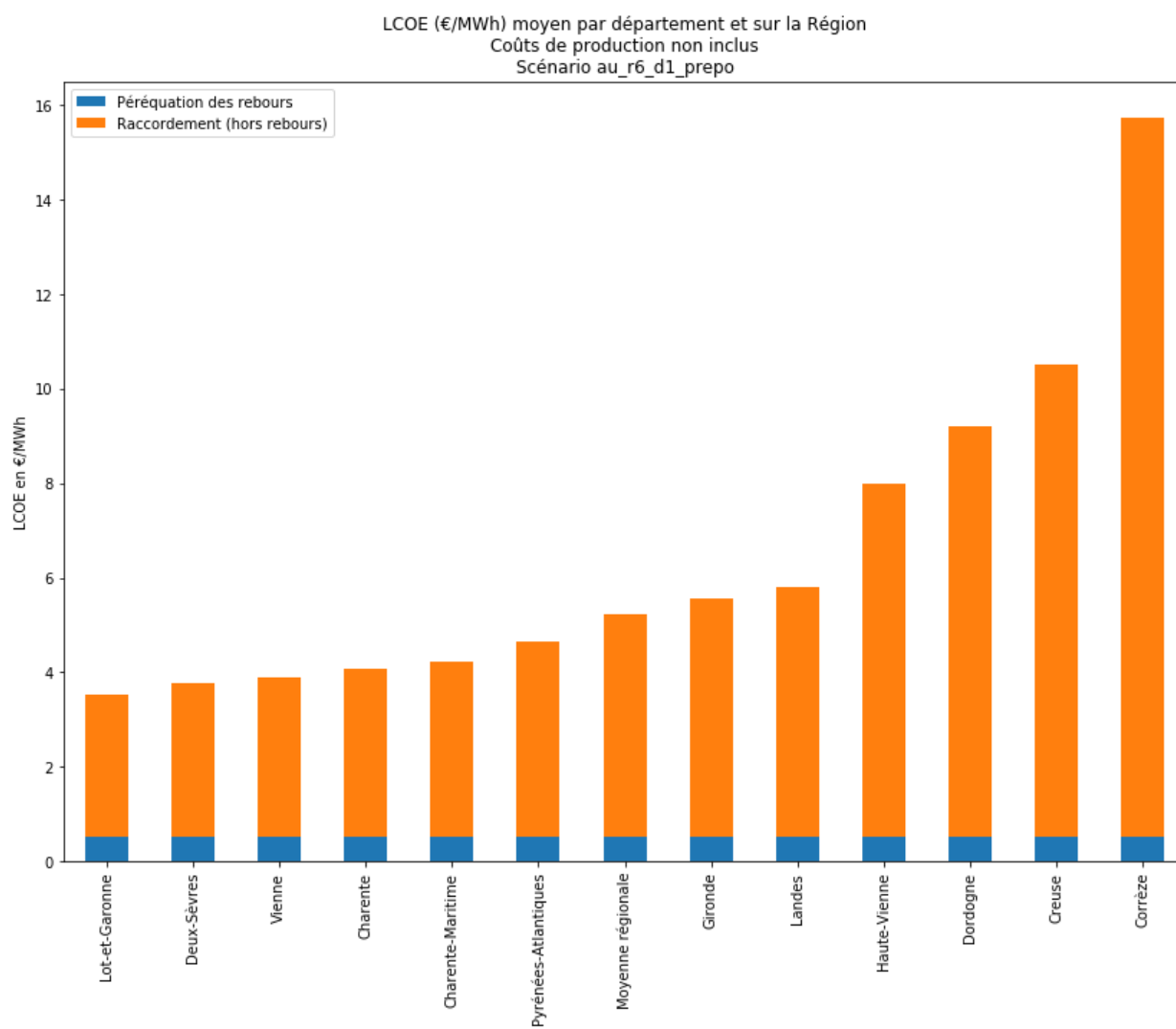


Coûts de raccordement actualisés par département  
(les rebours sont séparés des autres ouvrages)  
Scénario au\_r6\_d1\_prepo



Production annuelle des unités de méthanisation  
et des unités de PtG associées par département [GWh/an]  
Scénario au\_r6\_d1\_prepo

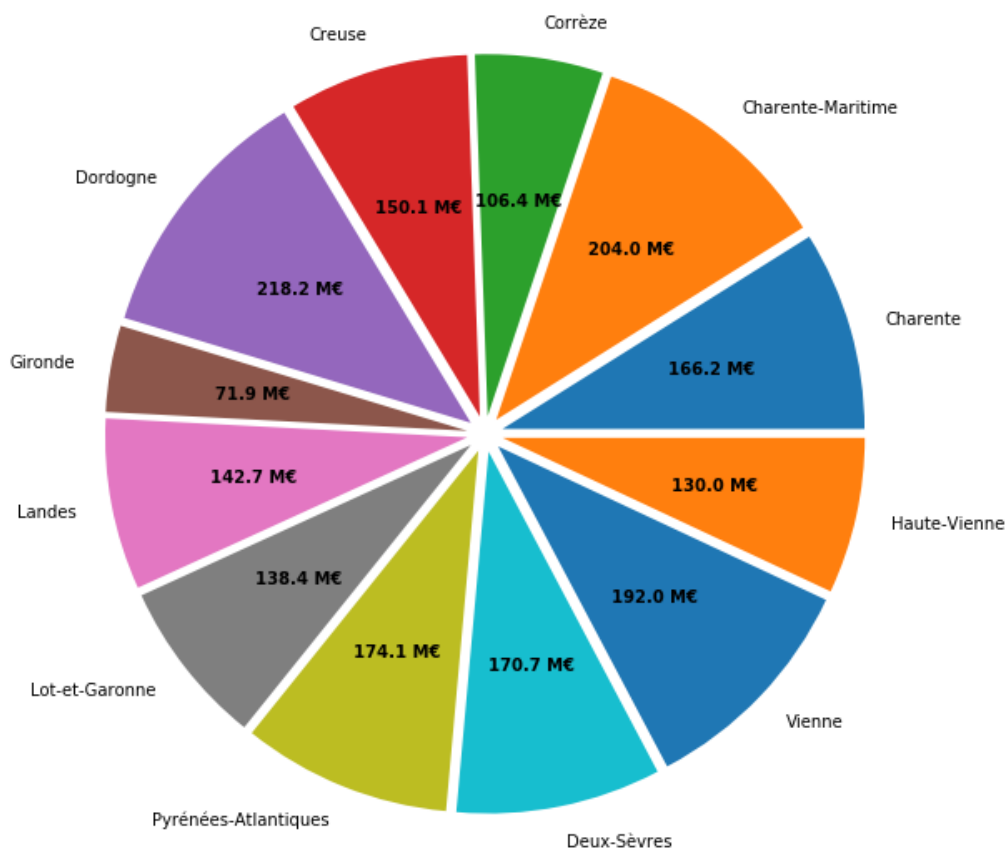




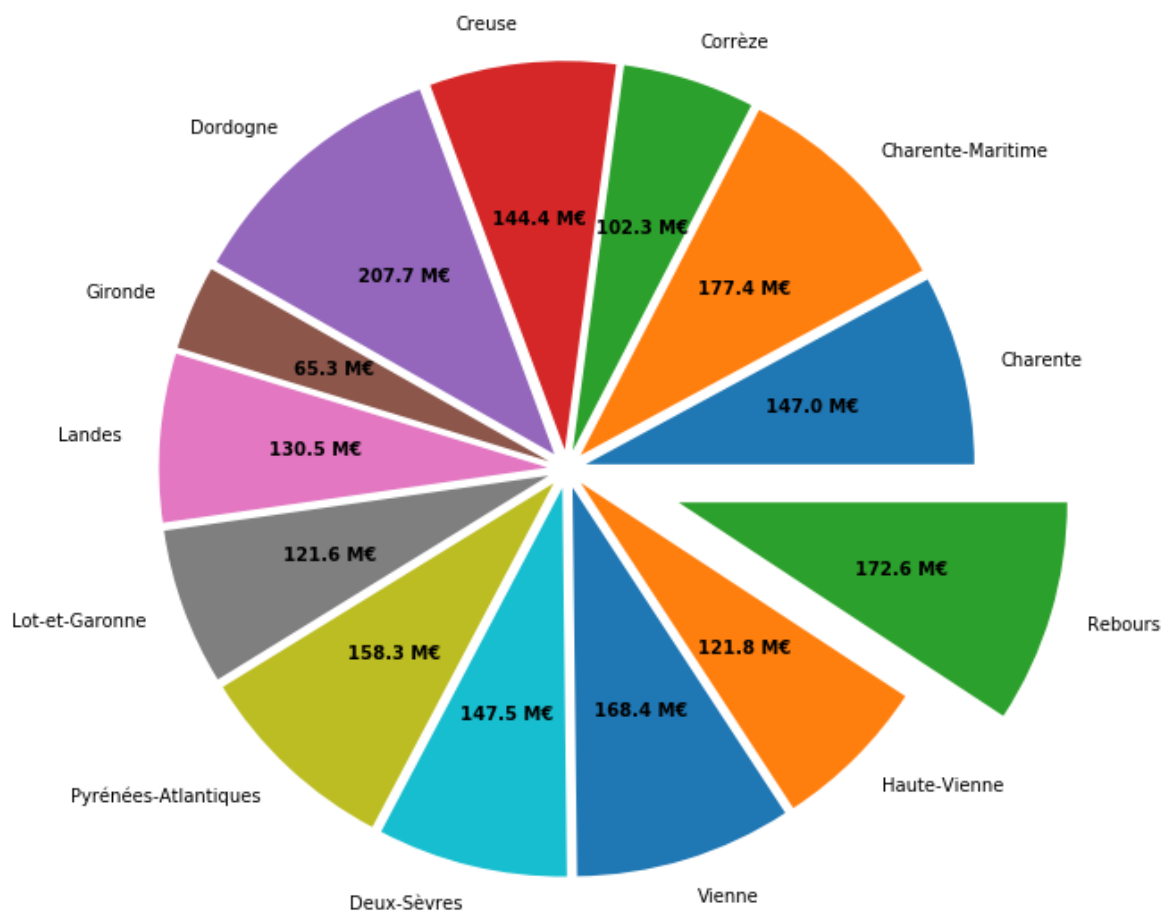
### 9.13.3 Résultats économiques : variante AU\_R5\_D1 avec rayon d’approvisionnement de 5 km

Pour la variante dans laquelle les unités de méthanisation ont un rayon d’approvisionnement en intrants de 5 km, les résultats par département sont présentés ci-dessous.

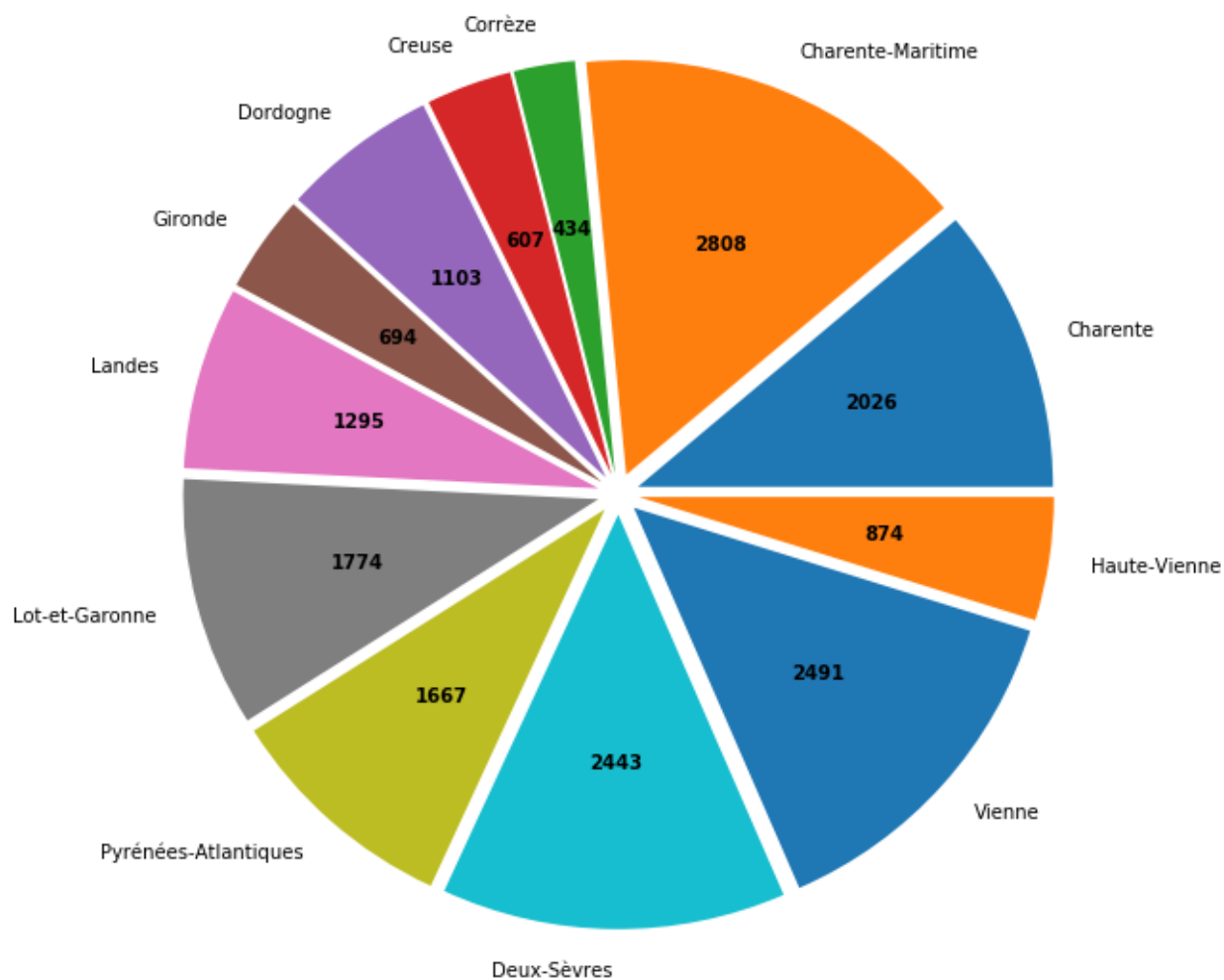
Coûts de raccordement actualisés par département  
(les rebours sont répartis sur les départements au prorata de leur production)  
Scénario au\_r5\_d1



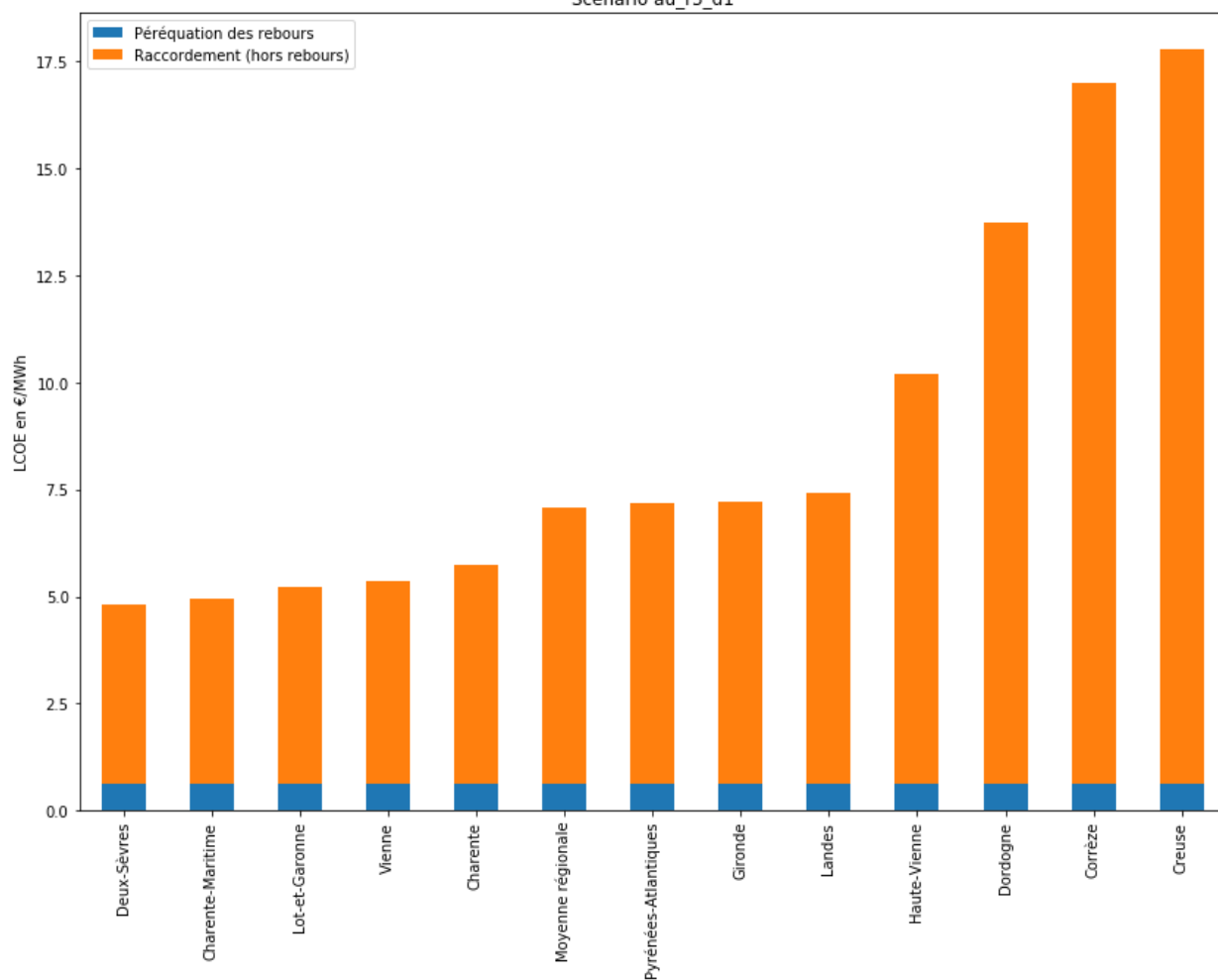
Coûts de raccordement actualisés par département  
(les rebours sont séparés des autres ouvrages)  
Scénario au\_r5\_d1



Production annuelle des unités de méthanisation  
et des unités de PtG associées par département [GWh/an]  
Scénario au\_r5\_d1

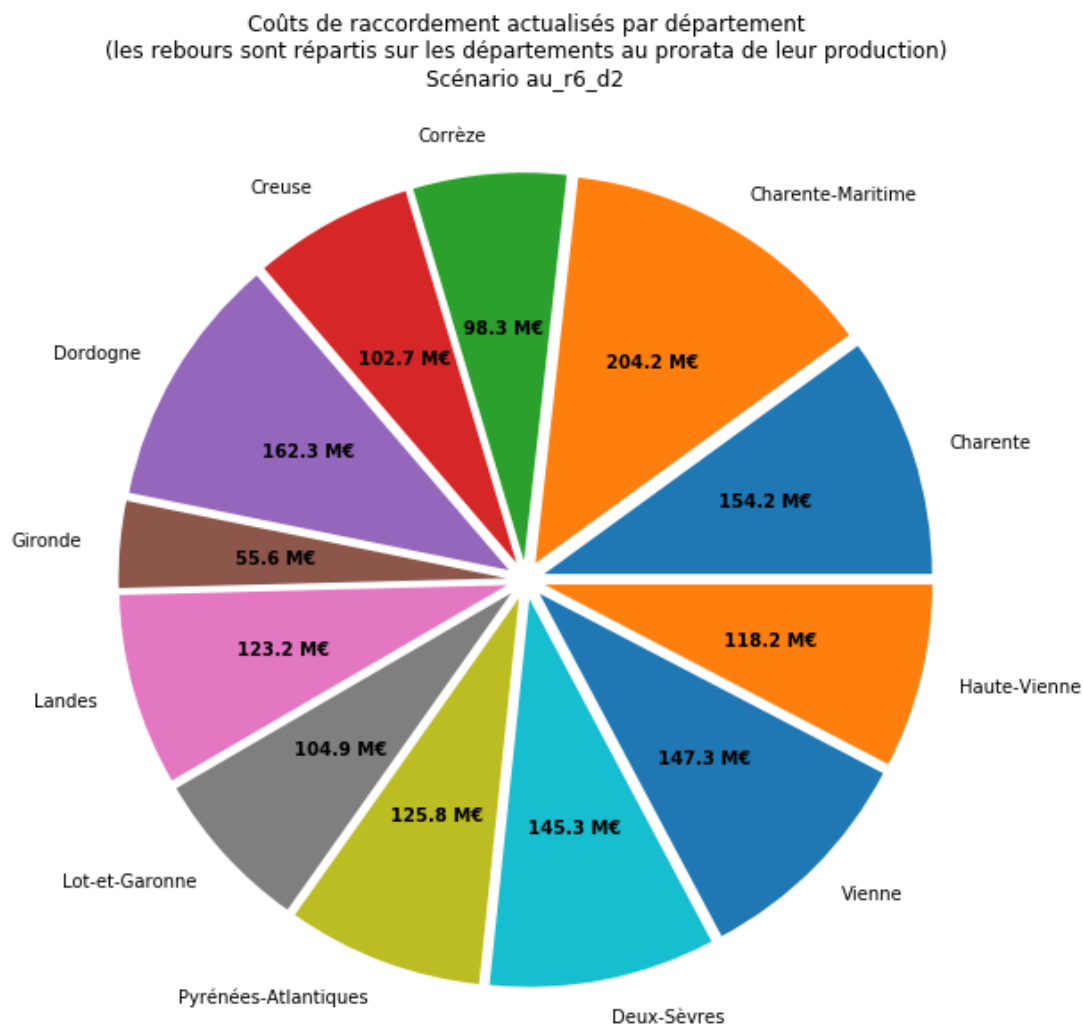


LCOE (€/MWh) moyen par département et sur la Région  
 Coûts de production non inclus  
 Scénario au\_r5\_d1



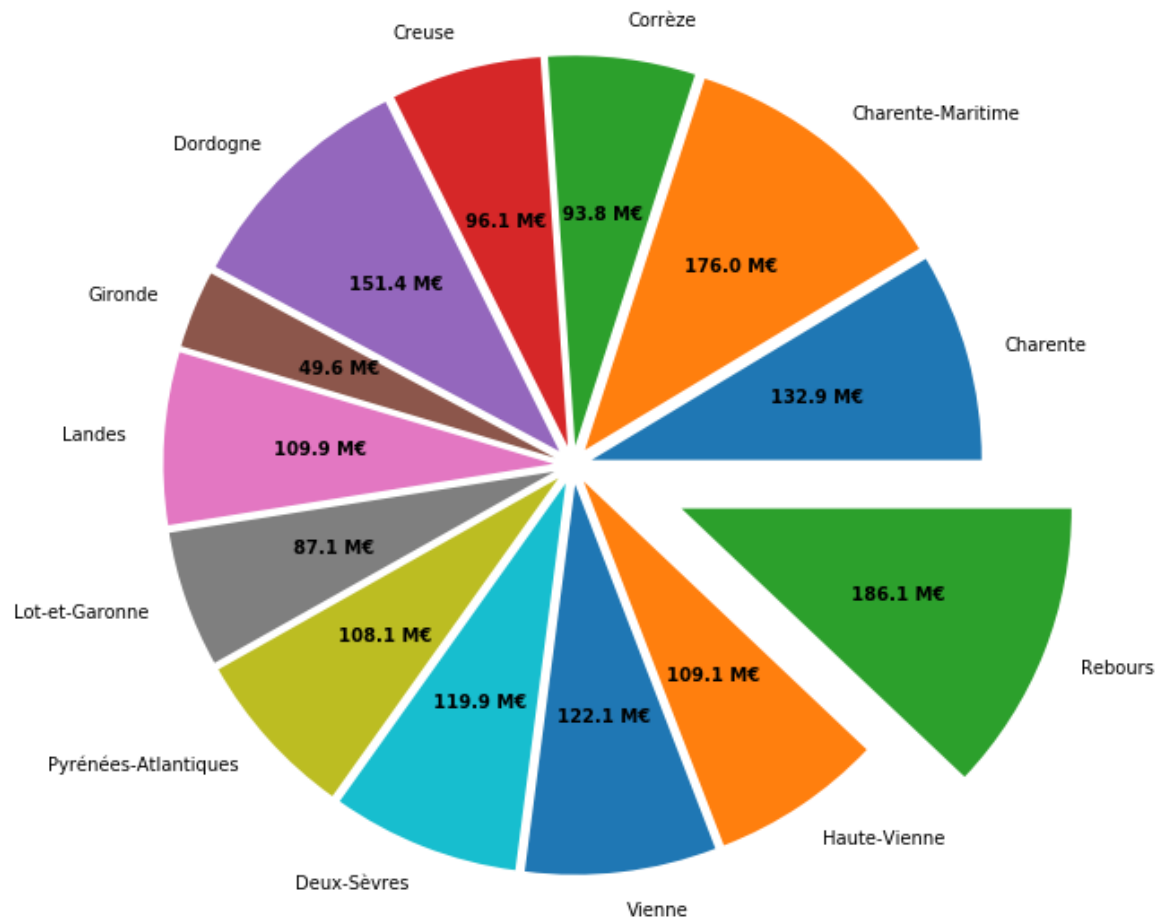
### 9.13.4 Résultats économiques : variante avec une pénétration plus faible du GNV

Pour la variante AU\_R6\_D2 avec une demande plus faible en GNV, les résultats par département sont présentés ci-dessous.

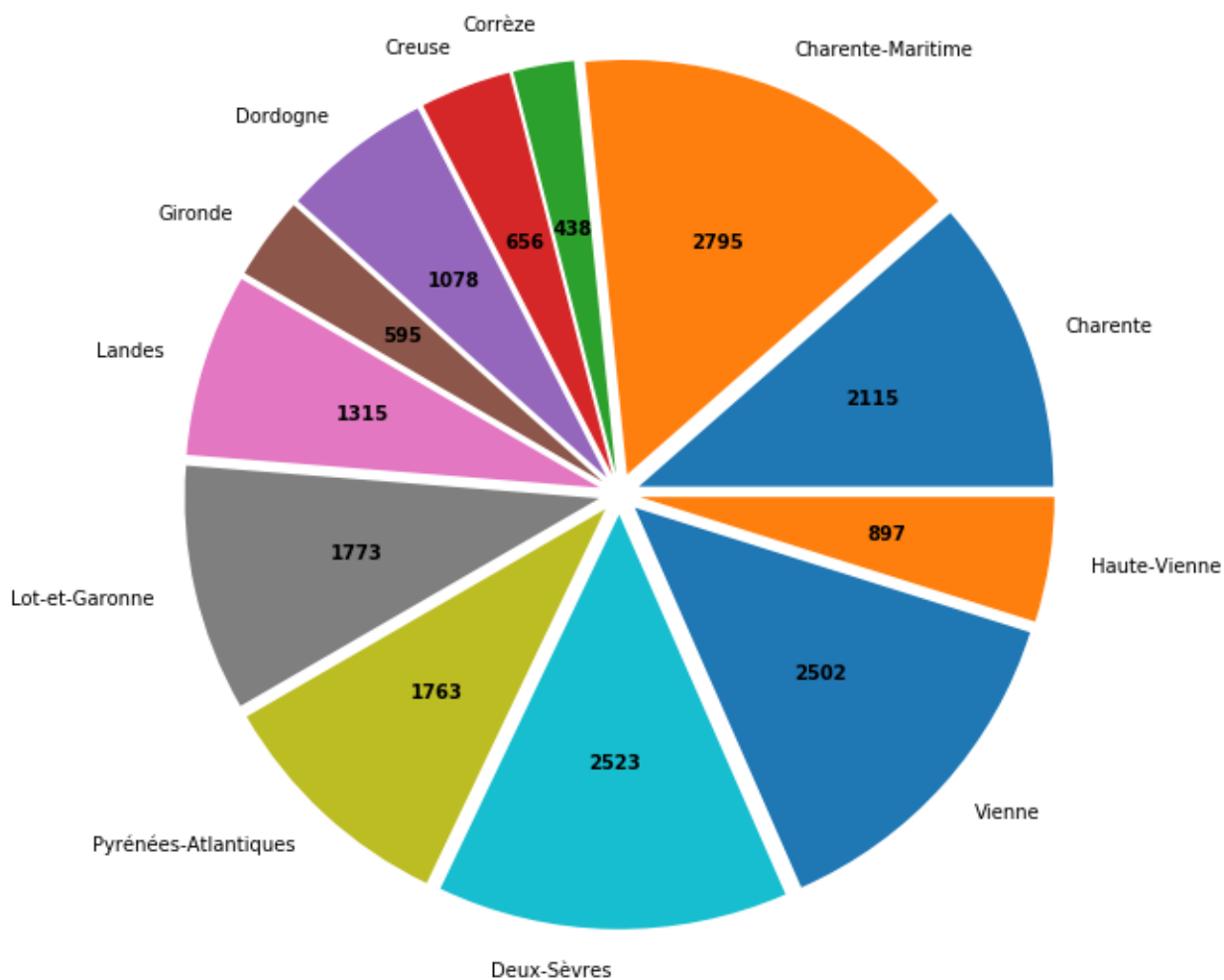




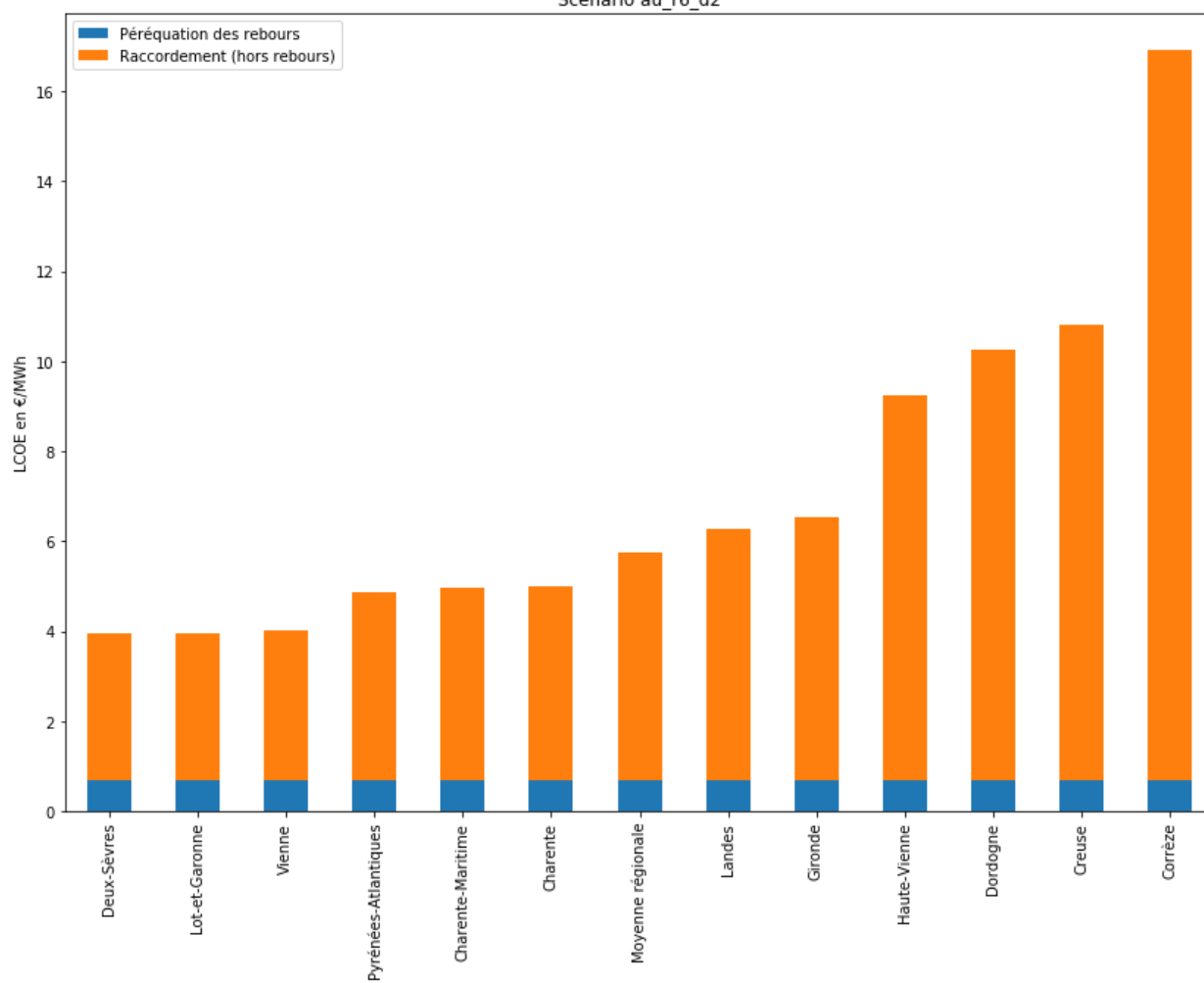
Coûts de raccordement actualisés par département  
(les rebours sont séparés des autres ouvrages)  
Scénario au\_r6\_d2



Production annuelle des unités de méthanisation  
et des unités de PtG associées par département [GWh/an]  
Scénario au\_r6\_d2

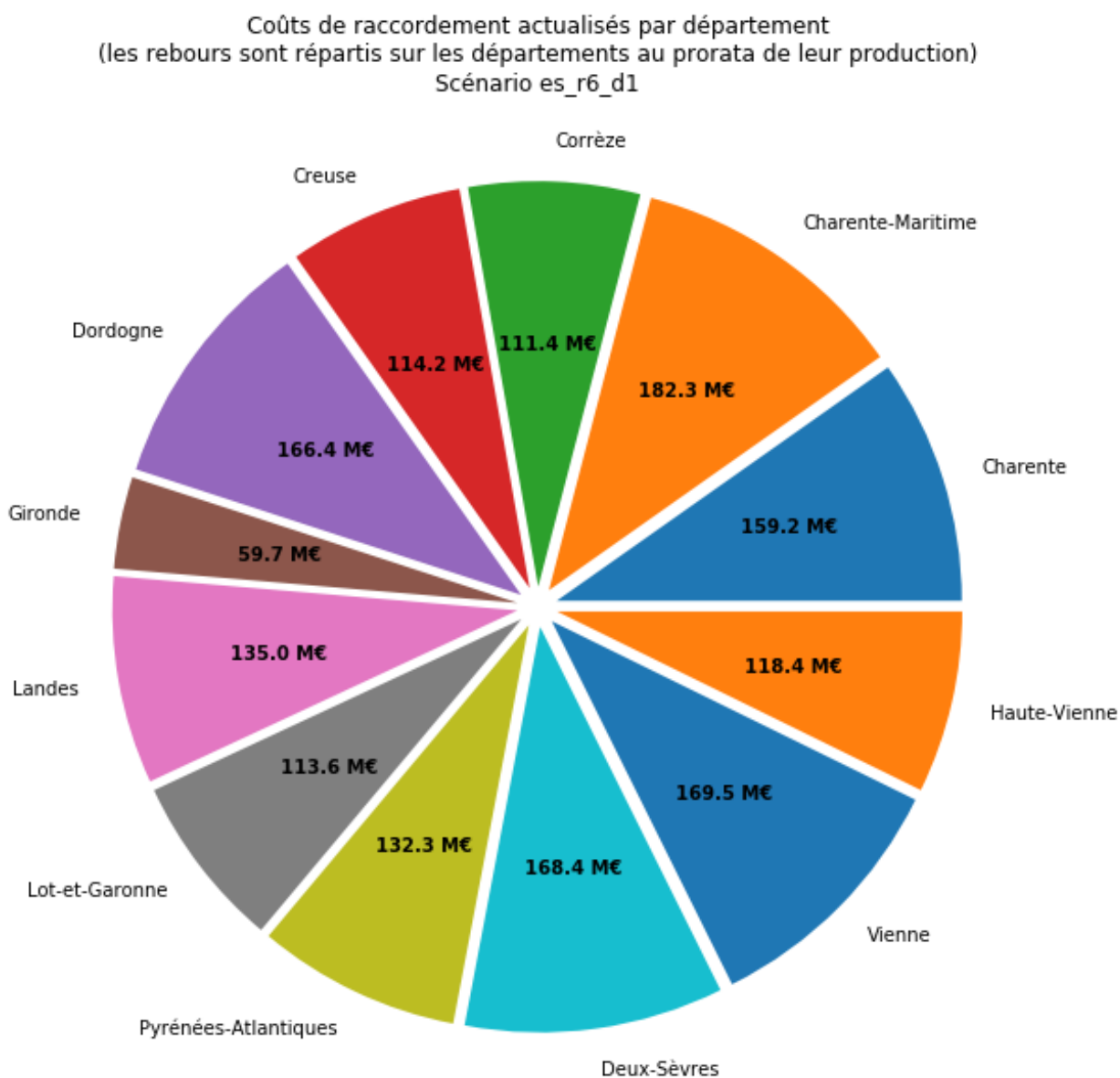


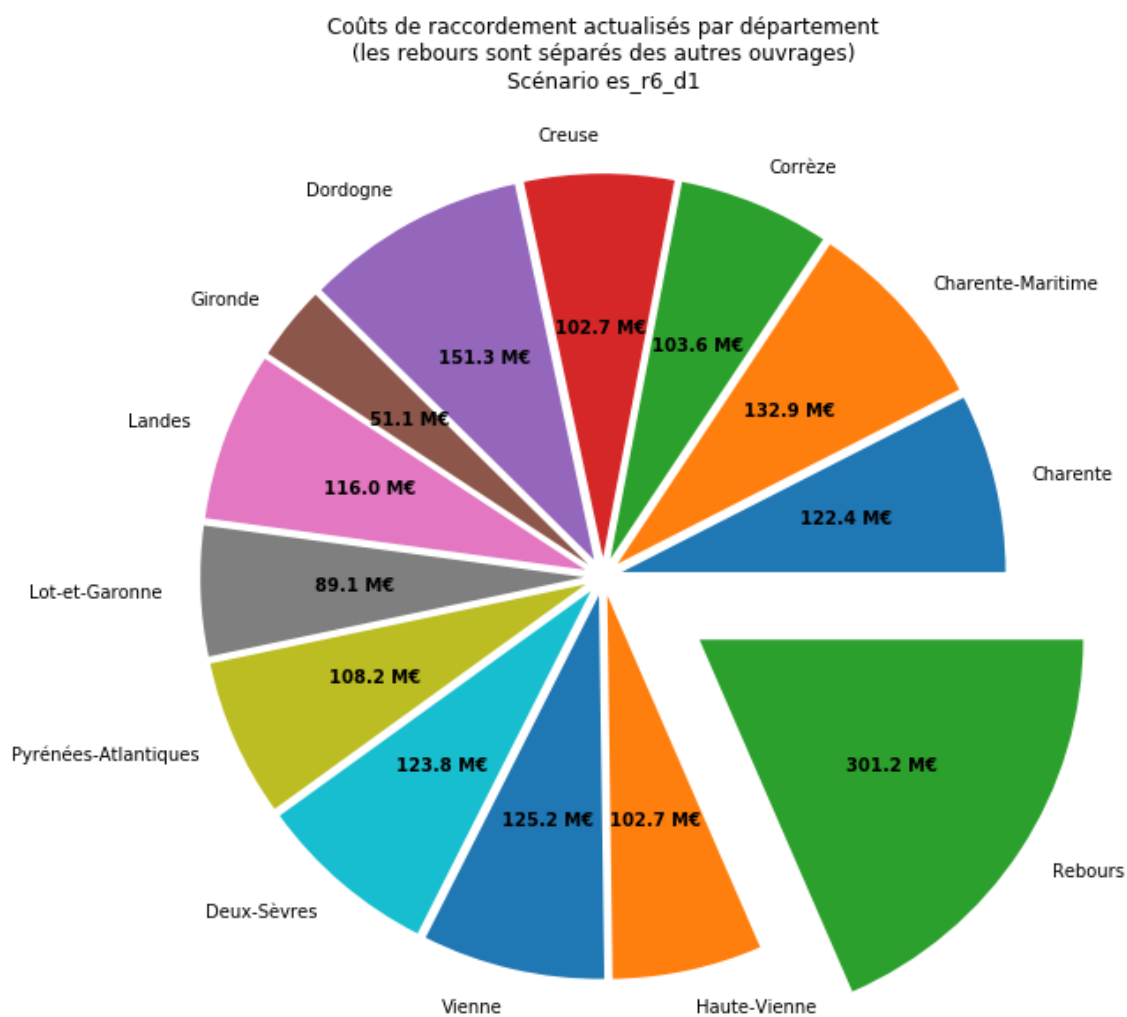
LCOE (€/MWh) moyen par département et sur la Région  
 Coûts de production non inclus  
 Scénario au\_r6\_d2



### 9.13.5 Résultats économiques : Scénario Région « Exportatrice et Solidaire »

Pour la variante ES\_R6\_D1 correspondant au scénario « Région Exportatrice et Solidaire », les résultats par département sont présentés ci-dessous.





Production annuelle des unités de méthanisation  
et des unités de PtG associées par département [GWh/an]  
Scénario es\_r6\_d1

