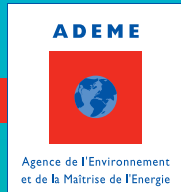
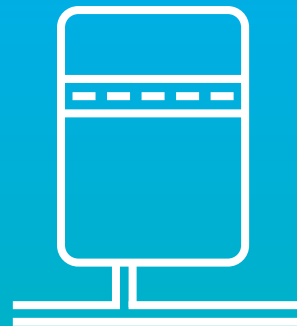


LA FRANCE INDÉPENDANTE EN GAZ EN 2050

# Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?

SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE



## Ce document est édité par l'ADEME

### ADEME

20, avenue du Grésillé  
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 16MAR000891

#### La conception de l'étude a été initiée par l'ADEME et GRDF, le pilotage mené conjointement par l'ADEME, GRDF et GRTgaz, et la coordination assurée par l'ADEME :

Guillaume Chapelon (GRDF), Emmanuel Combet (ADEME), David Marchal (ADEME), Laurent Meunier (ADEME), Ony Rabetsimamanga (GRDF), Alban Thomas (GRTgaz), Anne Varet (ADEME), Isabelle Vincent (ADEME)

#### La réalisation de l'étude a été confiée à un consortium composé de SOLAGRO et AEC et coordonnée par SOLAGRO :

Quentin Bouré (AEC conseil), Marc Cherrey (AEC), Florian Coupé (AEC conseil), Christian Couturier (SOLAGRO), Simon Métivier (SOLAGRO)



#### Divers experts ont été membres du comité de pilotage ou ont contribué aux travaux :

Loïc Antoine (ADEME), Marc Bardinal (ADEME), Guillaume Bastide (ADEME), Luc Bodineau (ADEME), Valérie Bosso (GRDF), David Canal (ADEME), Alice Chiche (ARTELYS), Aicha El Khamlichi (ADEME), Sylvain Frédéric (GRDF), Bruno Gagnepain (ADEME), Catherine Leboul-Proust (GRDF), Stéphanie Legrand (GRDF), Philippe Madiéc (GRTgaz), Arnaud Mainsant (ADEME), Sabra Meradi (GRTgaz), William Monin (GRDF), Jean-Michel Parrouffe (ADEME), Jean-Christophe Pouet (ADEME), Bertrand de Singly (GRDF), Olivier Théobald (ADEME), Éric Vidalenc (ADEME)

**Création graphique :** Créapix

**Impression :** Imprimé en France  
sur papier FSC Mixte, certifié Écolabel européen



Imprimerie Frazier - Certifiée ISO 14001

Cet ouvrage est disponible en ligne [www.ademe.fr/mediatheque](http://www.ademe.fr/mediatheque)

**Brochure réf. 010503**

**ISBN :** 979-10-297-1048-3 - Janvier 2018 - 200 exemplaires

**Dépôt légal :** ©ADEME Éditions, janvier 2018

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

# UN MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ?

## SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE

### ÉDITORIAL

La lutte contre le changement climatique, à la hauteur des ambitions adoptées dans l'accord de Paris, repose sur une transition énergétique réussie. La France a pris des engagements aux niveaux mondial, européen et national pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Le Plan Climat de la France initié en juillet 2017 par Nicolas Hulot, ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, réaffirme la stratégie volontariste pour la transition énergétique avec des objectifs ambitieux, comme celui d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

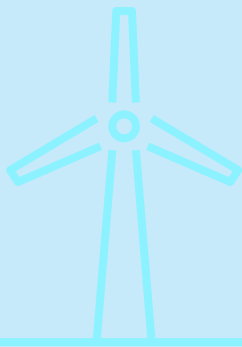


L'ADEME apporte sa contribution en publiant régulièrement depuis 2013 des scénarios énergie-climat. Afin de mettre à jour ces scénarios et d'ouvrir le champ des réflexions, des études prospectives, plus exploratoires, sont conduites pour évaluer des options avec des hypothèses plus ouvertes, sur certains vecteurs ou filières en particulier. Il s'agit alors d'éclairer des possibles, et non d'un scénario de politique publique. Cela permet ensuite à l'ensemble des acteurs de revisiter ces options et d'affiner leur perception de l'avenir pour construire ensemble des visions du futur. La présente étude sur un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 s'inscrit dans la continuité des travaux publiés en 2016 et 2017 sur l'évolution du mix énergétique et concerne la deuxième énergie de réseau la plus consommée en France, le gaz. L'ADEME y a exploré, dans une collaboration fructueuse avec GRDF et GRTgaz, la faisabilité technico-économique d'un gaz d'origine 100 % renouvelable en 2050 en se fondant sur le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050. Il ne s'agit pas ici de donner une trajectoire pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 mais bien d'explorer les conditions de la faisabilité, mais également les freins, d'une telle ambition. Les résultats sont ainsi fondés sur des analyses de sensibilités et diverses hypothèses de mix de production de gaz renouvelable.

Au-delà du constat qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant dépasser le niveau de demande proposé en 2050 dans le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050, certaines conditions pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 ont été identifiées. Si ces résultats ambitieux incitent à déployer encore plus vite et dès aujourd'hui, les projets de méthanisation agricole, ils soulignent également l'enjeu d'utiliser au mieux les gisements de biomasse en optimisant l'équilibre entre les différents vecteurs énergétiques (chaleur, électricité ou gaz). Ceci confirme que pour rendre notre système énergétique plus durable, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies et ce à différentes échelles de territoires. Ces acquis contribueront à la mise à jour du scénario énergie-climat de l'ADEME en 2019.

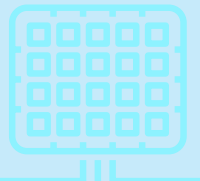
Bruno LECHEVIN





# SOMMAIRE

<b>1. Contexte et objectifs</b>	<b>3</b>
<b>2. Déroulé de l'étude</b>	<b>4</b>
<b>3. Résultats</b>	<b>5</b>
3.1. Un potentiel théorique de 460 TWh de gaz renouvelable	5
3.2. Une demande de gaz de 276 à 361 TWh en 2050 peut être satisfaite par du gaz renouvelable dans les quatre scénarios étudiés...	6
3.3. ... pour un coût global d'un gaz 100 % renouvelable compris entre 116 et 153 €/MWh...	8
3.4. ... permettant d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO <sub>2</sub> /an	8
<b>4. Enseignements</b>	<b>9</b>
4.1. Un système gazier compatible avec un gaz 100 % renouvelable, avec des évolutions nécessaires	9
4.2. La complémentarité du réseau gaz avec le réseau électrique constitue un facteur clé de succès de l'atteinte d'un mix énergétique fortement renouvelable	9
<b>5. Limites et perspectives</b>	<b>10</b>
<b>6. Méthode et hypothèses</b>	<b>10</b>
6.1. Le scénario de demande de gaz en 2050	11
6.2. Une évaluation des potentiels de production de gaz renouvelable	13
6.3. Une évaluation de l'adaptation du réseau	16





# 1. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Après une première étude menée par l'ADEME sur la place de l'électricité renouvelable dans le mix électrique – qui montre notamment qu'une très forte pénétration d'électricité renouvelable est envisageable sur un plan technico-économique – la présente étude s'intéresse à la deuxième énergie de réseau la plus consommée: le vecteur gaz.

Dans cette période décisive pour la transition énergétique, ce travail mené en partenariat par l'ADEME, GRDF et GRTgaz contribue à la réflexion sur la stratégie volontariste de la France pour baisser ses émissions de CO<sub>2</sub> en maîtrisant sa consommation énergétique et en développant des énergies renouvelables.

Il s'agit ici d'une étude technique à caractère prospectif et non d'un scénario politique.

Les gains d'efficacité énergétique et la baisse de la demande énergétique considérés dans cette étude sont ceux de l'*Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050*<sup>(1)</sup>. Ainsi, le niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau est de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui.

**L'objet principal de cette étude est d'analyser les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier basé à 100 % sur du gaz renouvelable à horizon 2050.** Elle cherche à répondre aux questions suivantes:

- **Quelle pourrait être la ressource en gaz renouvelable ou de récupération disponible en 2050 en France métropolitaine? Serait-elle suffisante pour satisfaire la demande de gaz chaque jour et en tout point du réseau?**
- **Quelles évolutions des réseaux ou des filières de production seraient nécessaires?**
- **Quelles sont les contraintes et les marges de manœuvres techniques disponibles?**
- **Quel serait l'impact sur le coût moyen du gaz délivré?**

## Périmètre de l'étude :

- L'étude est centrée sur la France métropolitaine: les ressources sont nationales et les possibilités d'importation de gaz renouvelable n'ont pas été prises en compte;
- L'étude est focalisée sur le gaz de réseau: elle n'explore pas tous les potentiels d'augmentation des usages hors réseau de gaz renouvelable (ex: cogénération de biogaz)

ou via des infrastructures tierces (ex: réseau dédié ou production/consumption décentralisée d'hydrogène)<sup>(2)</sup>;

- Cette étude n'identifie pas la trajectoire pour parvenir à 2050;
- Cette étude n'a pas visé l'optimisation du système énergétique global (tous vecteurs, tous usages).

(1) <http://www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050>. Dans la suite du document, il sera nommé « scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 »

(2) Il n'exclut néanmoins pas la possibilité d'injection directe d'hydrogène dans les réseaux de gaz, dans une certaine proportion.





## 2. DÉROULÉ DE L'ÉTUDE

Le déroulé de l'étude a été le suivant :

(cf. figure 1 et précisions dans le paragraphe 6 - Méthodes et hypothèses)

**1- Les potentiels théoriques de ressources renouvelables mobilisables correspondant à trois filières de production ont été évalués :**

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

La présentation des filières est détaillée dans le paragraphe 6.2.1.

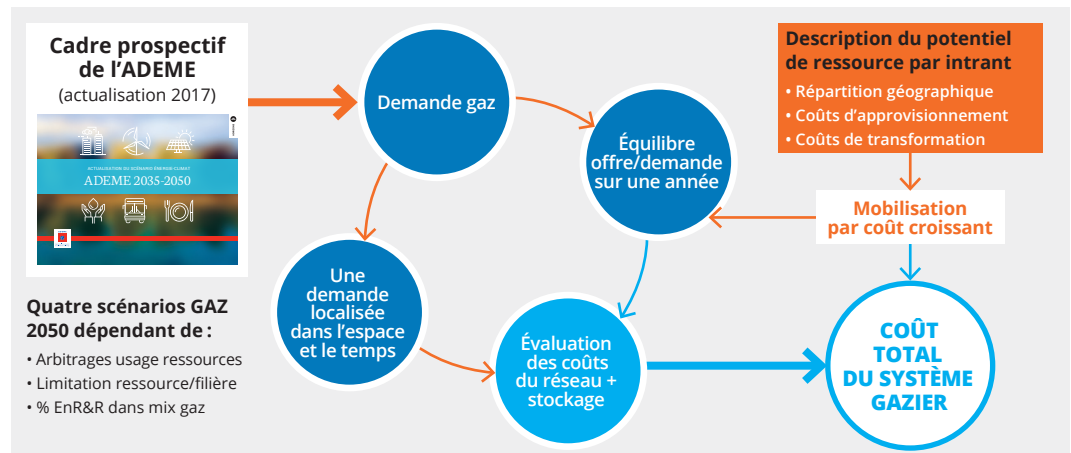
Cette évaluation du potentiel de ressources mobilisables prend en compte des critères de durabilité<sup>(3)</sup>.

**2- En partant de la demande légèrement ajustée issue du scénario de l'ADEME 2035-2050, le mix de production a été estimé en mobilisant les filières par coûts croissants, tout en intégrant une adaptation nécessaire du réseau de gaz.**

**3- Quatre scénarios ont été définis pour évaluer différentes hypothèses, en particulier sur les ressources :**

- « **100 % EnR&R** » (**Énergies Renouvelables et de Récupération**) : les usages de la biomasse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, avec une substitution d'une partie des usages de la cogénération bois et chaleur par du gaz ;
- « **100 % EnR&R avec pyrogazéification haute** » : identique au 100 % EnR&R, mais l'usage gaz est renforcé, en augmentant la production de gaz renouvelable par pyrogazéification à partir d'une ressource bois libérée par un moindre développement de la cogénération bois et du bois énergie pour les réseaux de chaleur. Ce scénario correspond à une demande de gaz augmentée ;
- « **100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz** » : identique au 100 % EnR&R mais avec une limitation des ressources en biomasse à 80 % de leur potentiel. L'objectif est d'évaluer l'impact d'une difficulté de mobilisation de la ressource (ex: impacts environnementaux ou acceptabilité sociale sous-estimés, etc.) et/ou des difficultés de développement des filières les moins matures ;
- « **75 % EnR&R** » : les usages de la biomasse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, le gaz naturel est présent à hauteur de 25 % de la consommation d'énergie finale.

FIGURE 1 : MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE



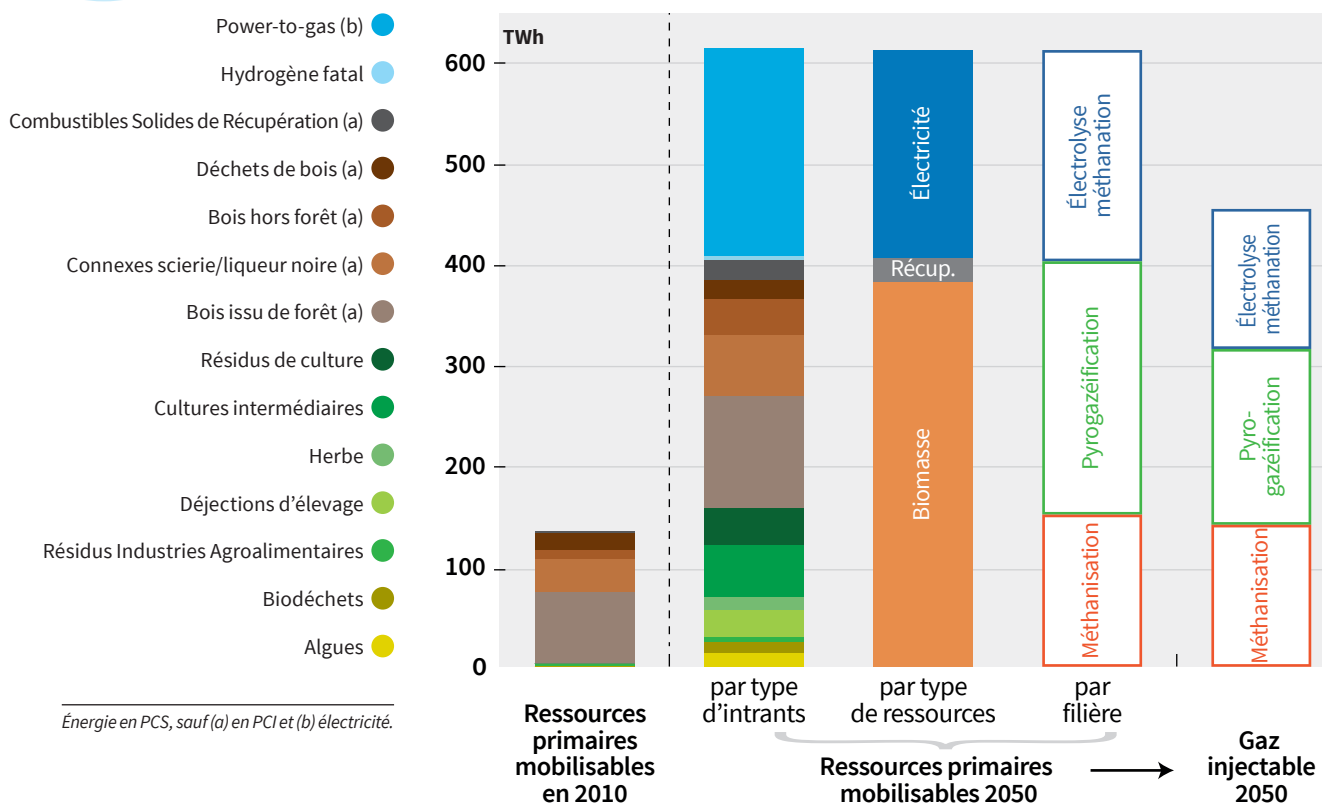
(3) En particulier, les cultures énergétiques dédiées sont exclues et les ressources utilisées n'entrent pas en concurrence avec les usages « matières premières » (agriculture, forêt, industrie du bois et biomatériaux).



## 3. RÉSULTATS

### 3.1. Un potentiel théorique de 460 TWh de gaz renouvelable

FIGURE 2 : DISPONIBILITÉ EN RESSOURCES ET PRODUCTION POTENTIELLE



**Le potentiel total de ressources primaires renouvelables susceptibles de produire du gaz s'élève à environ 620 TWh.** Il n'entre pas en concurrence avec les usages « matières premières » (agriculture, forêt, industrie du bois et biomatériaux) et alimentaires qui restent prioritaires.

Il s'agit d'un potentiel mobilisable avant toute affectation selon des usages énergétiques concurrents (par exemple, le bois énergie peut être utilisé en chaudière) et qui prend en compte les critères de durabilité (les cultures énergétiques dédiées sont ainsi exclues)<sup>(4)</sup>. Par rapport aux ressources actuellement (2010) mobilisées pour la production d'énergie et potentiellement convertibles en gaz, le potentiel estimé en 2050 est sensiblement augmenté, ce qui suppose de nouvelles pra-

tiques et organisations agricoles et forestières. Les ressources issues de la biomasse représentent alors près de 390 TWh, dont 230 TWh provenant du bois et de ses dérivés, 130 TWh issus de l'agriculture, 15 TWh des biodéchets et des industries agroalimentaires et 14 TWh des algues. L'électricité contribuerait à hauteur de 205 TWh. Les énergies de récupération représentent un peu moins de 25 TWh.

En prenant en compte les rendements de conversion, **le potentiel théorique de ressources primaires identifié pourrait produire jusqu'à 460 TWh<sub>PCS</sub> de gaz renouvelable injectable :**

- 30 % pourraient être fournis avec la filière mature de méthanisation, qui permet de convertir les intrants d'origine agricole, les

(4) Bien qu'autorisées aujourd'hui à hauteur de 15 % en tonnage.



biodéchets et les résidus d'algues pour produire jusqu'à 140 TWh<sub>PCS</sub> de gaz<sup>(5)(6)</sup> ;

- 40 % pourraient être fournis par la filière pyrogazéification sur le bois et ses dérivés, les combustibles solides de récupération (CSR) et une faible fraction de résidus agricoles, pour produire jusqu'à 180 TWh<sub>PCS</sub> de gaz<sup>(7)</sup> ;

- 30% pourraient être fournis par le power-to-gas dans le contexte d'un mix électrique 100 % renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse, soit 140 TWh<sub>PCS</sub> de gaz<sup>(8)</sup>.

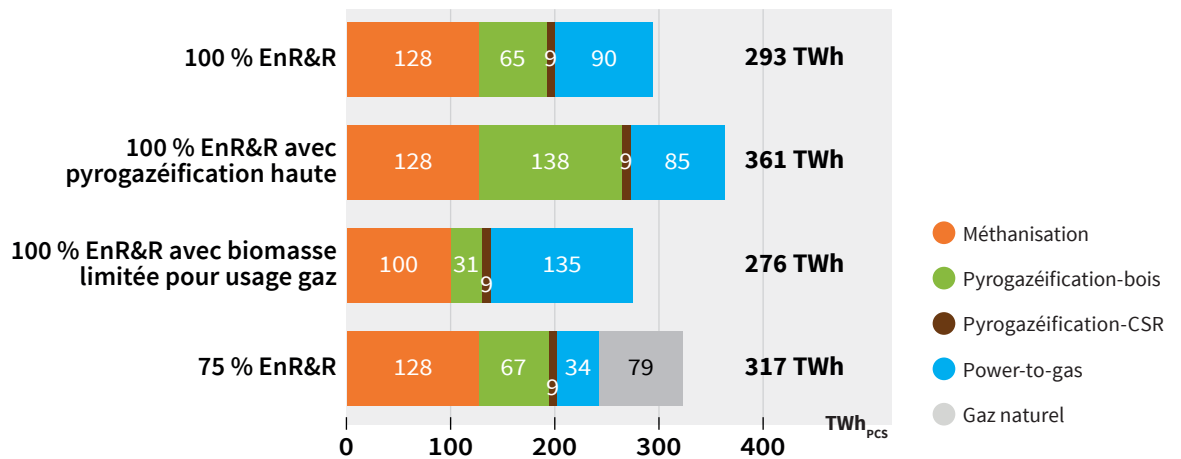
### 3.2. Une demande de gaz de 276 à 361 TWh en 2050 peut être satisfaite par du gaz renouvelable dans les quatre scénarios étudiés...

En tenant compte des autres usages de la biomasse, le potentiel de 460 TWh<sub>PCS</sub> de gaz renouvelable injectable est suffisant pour satisfaire la demande de gaz à l'horizon 2050 pour un scénario proche du scénario énergie-climat de l'ADEME (« 100 % EnR&R » avec une demande de 293 TWh) mais également d'un scénario ayant une demande de gaz plus élevée (« 100 % EnR&R avec pyrogazéification haute » avec une demande de 361 TWh).

La demande ajustée (cf. figure 4) pour chacun des scénarios prend en compte différents effets comme les arbitrages des usages de la méthanisation et du bois. En effet, la res-

source disponible pour les filières de valorisation en injection dépend du niveau de mobilisation des autres usages (usage direct ou cogénération). Le mix de production retenu a été défini après ajustement de la demande pour chacun des scénarios et les ressources disponibles (cf. figure 4) ; les ressources sont mobilisées par ordre croissant des coûts (cf. figure 11) : les filières méthanisation et pyrogazéification sont ainsi mobilisées à leur niveau maximum, le power-to-gas, le plus coûteux, est la variable d'ajustement pour le bouclage offre-demande (décrit dans la partie *Résultats* paragraphe 6.4).

FIGURE 3 : MIX DE GAZ RENOUVELABLE DANS LES 4 SCÉNARIOS



(5) Pour les résidus de culture et en particulier les pailles, la méthanisation a été privilégiée à la pyrogazéification car elle permet un retour au sol du carbone stable et des nutriments (dont l'azote).

(6) Rendement de 94 % déterminé par méthane injectable (PCS) / biogaz produit (PCS).

(7) Rendement de 70 % déterminé par méthane injectable (PCS) / intrant (PCI).

(8) Rendement de 66 % déterminé par méthane injectable (PCS) / électricité consommée.



FIGURE 4: AJUSTEMENT DE LA DEMANDE ET SCÉNARIOS D'USAGES DES RESSOURCES DE LA BIOMASSE



Note : Pour chacun des scénarios, la figure 4 présente les ajustements de la demande en gaz, en considérant, d'une part, les différents arbitrages sur l'utilisation des ressources en biomasse (cf. description des scénarios, 2.3), et d'autre part, l'effet sur le niveau de demande d'un recours plus ou moins important aux filières de pyrogazéification et de power-to-gas (cf. méthode d'ajustement de la demande, 6.1.). Cette figure précise aussi la répartition des ressources en biomasse selon les usages énergétiques.



### 3.3. ... pour un coût global d'un gaz 100 % renouvelable compris entre 116 et 153 €/MWh...

Le coût total du MWh de gaz consommé, c'est-à-dire la somme des coûts de production<sup>(9)</sup> et des coûts du réseau et stockage, varie de 105 (pour le scénario « 75 % EnR&R ») à 153 €/MWh (pour le scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz ») – cf. figure 5. Ces coûts sont comparables aux 120 à 130 €/MWh évalués pour l'électricité dans l'étude *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations* (2015)<sup>(10)</sup>.

Les coûts du réseau et du stockage ne représentent qu'une faible part : 15 à 20 % du coût total (entre 20 et 23 €/MWh). **En particulier, les seuls coûts de raccordement, incluant des besoins limités de renforcement du réseau de distribution et les installations de rebours, sont d'environ 3 €/MWh.**

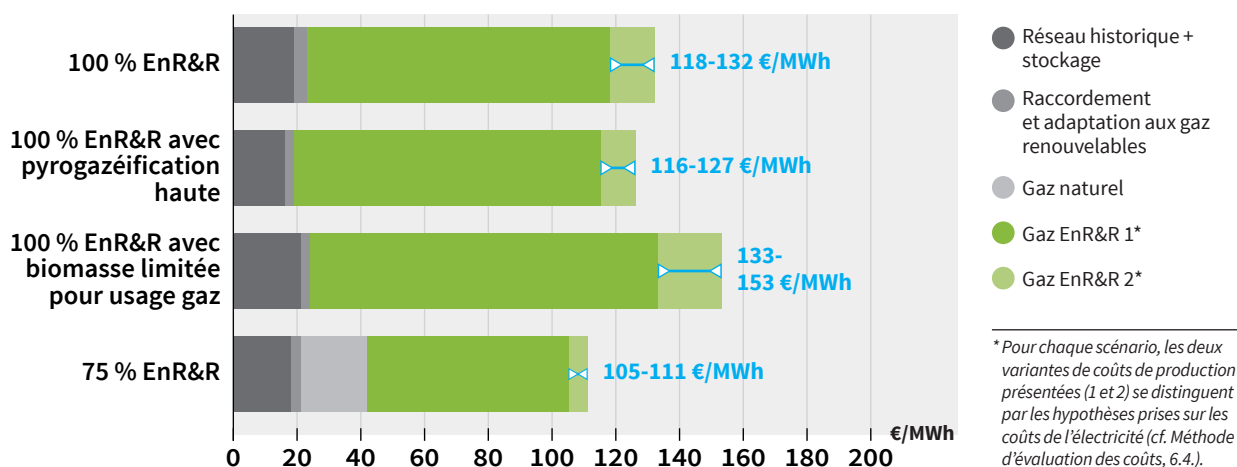
Malgré une demande de gaz 23 % supérieure par rapport au scénario « 100 % EnR&R », une plus forte mobilisation des ressources biomasse vers des usages gaz dans le scénario

« 100 % EnR&R avec pyrogazéification haute » n'induit pas de différences significatives sur les coûts. Cela s'explique par une sollicitation plus importante de la filière pyrogazéification qui a un coût de production plus faible que le power-to-gas.

Le scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz » permet également d'atteindre un gaz 100 % renouvelable, mais avec un coût plus élevé d'environ 15 % par rapport au scénario « 100 % EnR&R ». Ce surcoût est induit par le recours accru à la filière power-to-gas pour compenser une moindre utilisation des filières biomasse pour les usages méthanisation et pyrogazéification (limite à 80 % du potentiel).

Enfin, le scénario « 75 % EnR&R », qui garde dans son mix 25 % de gaz naturel, présente un coût plus faible de 10 à 20 % considérant une taxe carbone de 200 €/tCO<sub>2</sub> en 2050<sup>(11)</sup>.

FIGURE 5 : COÛT TOTAL DU MWh DE GAZ CONSOMMÉ



### 3.4. ... permettant d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO<sub>2</sub>/an

Ces scénarios 100 % renouvelables permettraient d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO<sub>2</sub>/an<sup>(12)</sup>, ce qui représente 12,6 milliards d'euros pour une valeur tutélaire du carbone de 200 €/tonne de CO<sub>2</sub>

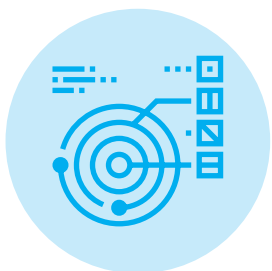
en 2050. Les émissions évitées seraient de l'ordre de 45 MtCO<sub>2</sub>/an pour le 75 % EnR&R. Cette estimation n'intègre pas les modifications éventuelles du puits de carbone.

(9) Les coûts de production des gaz renouvelables sont détaillés dans la partie 6.4.

(10) <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.

(11) 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 optimization*, 2015. Ce prix est estimé d'après World Energy Outlook. La taxe carbone à 200 €/tCO<sub>2</sub> réhausse ce prix de 44 €/MWh<sub>PCS</sub> soit un prix de 86 €/MWh<sub>PCS</sub>.

(12) Émissions d'un scénario où la demande de référence (286 TWh) serait alimentée à 100 % par du gaz naturel. Le chiffre de 63 MtCO<sub>2</sub> tient compte d'un facteur zéro d'émission du biométhane. Avec un facteur de 23,4 g/kWh environ, les baisses d'émission estimées seraient de 56 MtCO<sub>2</sub>.



## 4. ENSEIGNEMENTS

### 4.1. Un système gazier compatible avec un gaz 100 % renouvelable, avec des évolutions nécessaires

La production massive de gaz renouvelable impliquera une gestion plus décentralisée du réseau qu'aujourd'hui :

- l'étude montre qu'il est possible de collecter la majeure partie des ressources disséminées en milieu rural, sans recourir massivement à du gaz porté ou à d'autres solutions innovantes et non matures : le coût des réseaux de collecte à construire représente une faible part du coût global (2 à 3 %),
- différentes solutions technologiques existent déjà pour rendre le réseau de gaz bidirectionnel (rebours, maillage), l'anticipation et l'optimisation de leur déploiement permettront de maîtriser les coûts,
- les infrastructures de transport et de stockage restent des éléments clés pour assurer l'équilibrage offre demande, notamment lors des pointes de froid.

Au regard de l'évolution des ressources à mobiliser pour atteindre le 100 % gaz renouvelable, des changements seront également nécessaires au-delà du système gazier :

- dans le secteur agricole, avec notamment la généralisation des cultures intermédiaires et de la méthanisation comme outil énergétique et agronomique,
- mais aussi dans le secteur forestier et l'industrie du bois, avec le développement d'une sylviculture dynamique et durable (bilan carbone positif, maintien de la biodiversité) respectant la hiérarchie des usages (bois matière puis bois énergie).

### 4.2. La complémentarité du réseau gaz avec le réseau électrique constitue un facteur clé de succès de l'atteinte d'un mix énergétique fortement renouvelable

Cette étude vient conforter le fait qu'à fort niveau de production d'énergie renouvelable, les systèmes gaziers et électriques interagiront fortement et vont évoluer conjointement :

- Le power-to-gas permettra d'apporter un stockage inter-saisonnier de l'électricité et une optimisation géographique du système électrique via les infrastructures de

transport et de stockage du réseau gazier. Il permettra également de fournir une source supplémentaire de gaz renouvelable pour le vecteur gaz (de 34 à 135 TWh<sub>PCS</sub>).

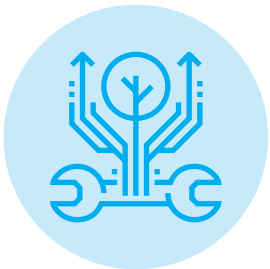
- Le gaz renouvelable contribuera à l'équilibre du système électrique fortement renouvelable avec des centrales thermiques de pointe alimentées par du gaz renouvelable (de 10 à 46 TWh<sub>PCS</sub> selon les scénarios).





## 5. LIMITES ET PERSPECTIVES

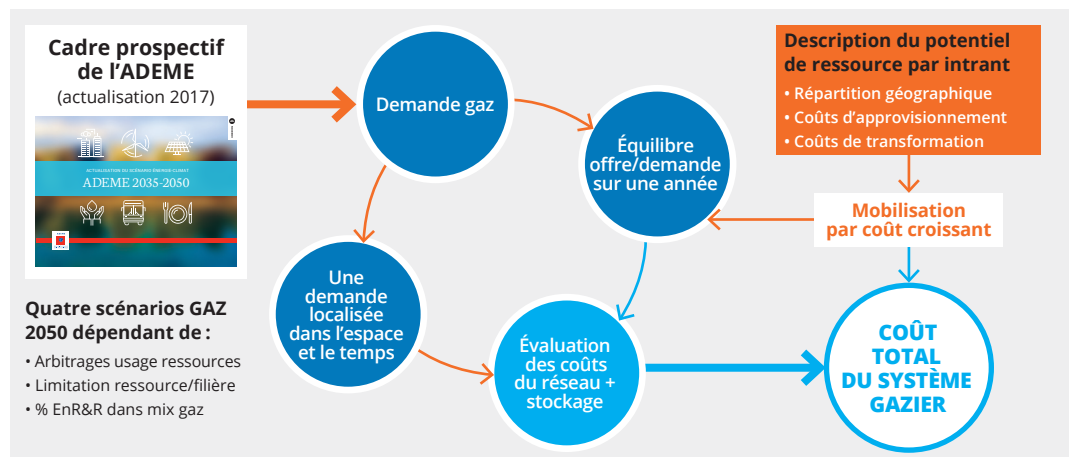
- Cette étude n'est pas une optimisation globale du système énergétique, l'étude ne donne pas la part de gaz renouvelable optimale techniquement et économiquement sur la base d'objectifs climatiques ou environnementaux fixés. La consommation finale en usages et volumes annuels est une donnée d'entrée de l'étude, provenant du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050. Le bouclage macroéconomique sera réalisé ultérieurement par l'ADEME pour 2019.
- L'étude ne modélise pas la trajectoire temporelle de transition entre la situation actuelle et les scénarios présentés.
- Les hypothèses prises pour définir les potentiels des différentes ressources, en particulier celles de la biomasse, comportent des incertitudes (évolution des systèmes agricoles et forestiers, acceptabilité sociale des projets, bilan environnemental des filières...) qu'il est nécessaire de continuer d'évaluer pour les conforter.
- L'étude n'évalue pas un certain nombre d'externalités. Par exemple, dans tous les scénarios, le développement massif de gaz renouvelable contribue à renforcer l'indépendance énergétique de la France et aurait un impact positif sur l'ensemble de l'économie française, en termes de balance commerciale (le gaz est actuellement presque entièrement importé pour un total d'environ 10 Mds€ par an<sup>(13)</sup>), d'activité économique, d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées. Il pourrait contribuer à des créations d'emplois avec le déploiement de l'ordre de 10 000 unités de production. Ces externalités n'ont pas été quantifiées dans l'étude.
- D'autres scénarios pourraient être envisagés avec des arbitrages différents sur les usages de la biomasse ou ceux du gaz d'ici à 2050. Pour exemple, ces scénarios pourront explorer la répartition optimale des vecteurs pour satisfaire la demande finale, ou explorer d'autres usages à plus haute valeur ajoutée, pour décarboner d'autres secteurs (industrie, transport, etc.).



## 6. MÉTHODE ET HYPOTHÈSES

L'étude considère un unique scénario de demande finale de gaz en 2050 et explore plusieurs scénarios d'approvisionnement en gaz.

FIGURE 6 : MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE



(13) Bilan énergétique de la France pour 2015, novembre 2016, SOeS.

L'étude repose sur quatre grandes phases décrites sur la figure 6 :

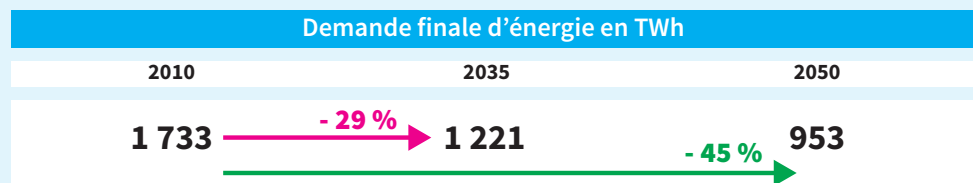
- **Ajustement de la demande en 2050**: la demande annuelle définie à partir du scénario 2035-2050 de l'ADEME (2017) est ajustée pour les quatre scénarios. Elle a été déclinée à la maille communale et en courbes de charges journalières.
- **Caractérisation de l'offre de gaz renouvelable en 2050**: l'offre est définie à partir de différents scénarios déjà existants pour les potentiels. Elle est ensuite déclinée à échelle départementale, voire cantonale. L'évolution des coûts de production des différentes filières de production, en fonction de la mobilisation des ressources est évaluée.

- **Équilibrage offre demande et adaptation des réseaux nécessaire**: il est réalisé à l'échelle départementale, grâce aux données précédentes et une vision sur l'implantation actuelle du réseau (cf. description du paragraphe 6.3.). Les coûts de raccordement et d'adaptation des réseaux sont évalués, ainsi que les besoins de stockage.
- **Étude de 4 scénarios définissant 4 variantes d'offres**. Ils permettent d'évaluer différents effets : attribution plus ou moins importante de la ressource biomasse à la production de gaz (concurrence entre vecteurs énergétiques, contraintes sous-estimées...), conservation d'une part de gaz naturel dans le mix gazier.

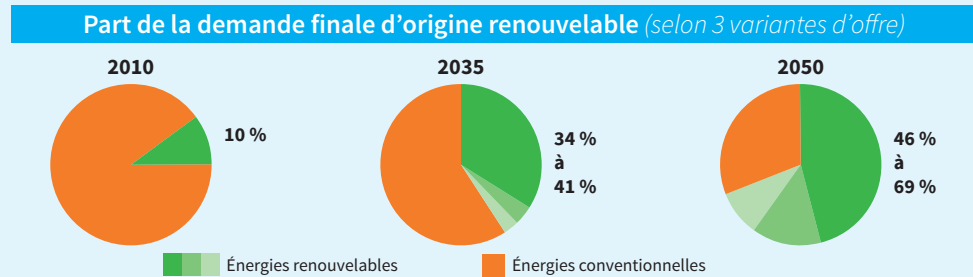
## 6.1. Le scénario de demande de gaz en 2050

Le cadrage prospectif 2050 s'appuie sur le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 mis à jour en 2017, qui décrit la demande annuelle finale d'énergie par secteur, usage et vecteur énergétique.

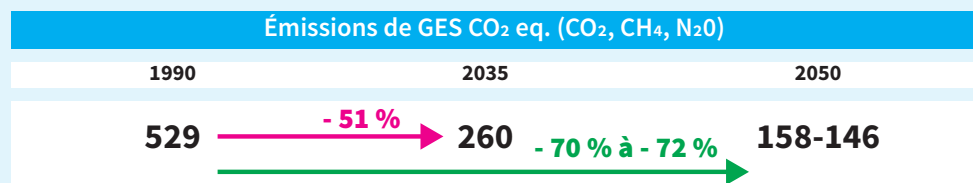
### LE SCÉNARIO ÉNERGIE-CLIMAT ADEME 2035-2050 EN RÉSUMÉ



Les pourcentages indiquent la baisse de demande finale d'énergie par rapport à 2010 : → en 2035 → en 2050



Les pourcentages indiquent la variation de la part des sources renouvelables dans le mix énergétique (en fonction des 3 variantes)



Les pourcentages indiquent la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 1990 : → en 2035 → en 2050

**LECTURE** : le scénario énergie-climat de 2017 couvre l'ensemble des consommations d'énergie de la France métropolitaine (hors consommations du trafic aérien international). Il décrit le développement des technologies et des sources d'énergie renouvelable. La part d'énergie renouvelable évolue selon trois variantes de mix électrique. Il en va de même, par conséquent, des émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O).



Le cadrage prospectif repose sur un scénario volontariste d'efficacité et optimisation énergétique avec une baisse globale des volumes en 2050 de près de 35 % par rapport à 2015.

Le scénario énergie-climat 2035-2050 a ainsi servi de base pour déterminer le niveau et la composition de la demande finale de gaz en 2050 (cf. tableau 1), ainsi que l'utilisation des ressources énergétiques hors usages gaz (ex : bois en chaufferie).

**TABEAU 1 : ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS FINALES DE GAZ DU RÉSEAU**

TWh	2015	2050	Évolution
Résidentiel	150,8	49,2	-67 %
Tertiaire	85,3	13,2	-84 %
Industrie	152,5	99,3	-35 %
Transports	0	106,1	-
Agriculture	2,9	2	-30 %
Autres <sup>(14)</sup>	45,2	16,4	-64 %
<b>Total hors production électrique</b>	<b>436,5</b>	<b>286,3</b>	<b>-34 %</b>

La demande de référence issue du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 est ajustée pour chacun des scénarios. Il prend en compte différents effets :

### 1. Hausse de la demande liée à :

- la substitution d'usages initialement apportés par d'autres vecteurs (chaleur, en direct ou via la cogénération),
- la production de pointe d'électricité (turbines à combustion) ; la quantité nécessaire dépend du système électrique au

quel est adossé le scénario « gaz ». Dans cet exercice, le système électrique est fixé par le niveau de power-to-gas sollicité. Le besoin en turbines à combustion (TAC) se réduit dans les scénarios où le power-to-gas se développe <sup>(15)</sup>.

### 2. Baisse de la demande du fait que :

- les technologies de conversion de pyrogazéification et power-to-gas coproduisent de la chaleur qui peut en partie se substituer à de la chaleur « gaz » <sup>(16)</sup>,
- le power-to-heat <sup>(17)</sup> génère de la chaleur qui vient en partie en substitution d'usage chaleur « gaz ». La contribution du power-to-heat dépend du système électrique adossé au scénario, et donc du niveau de mobilisation du power-to-gas.

Les valeurs de demandes ajustées sont précisées dans la figure 4 - *Ajustement de la demande et scénarios d'usages des ressources de la biomasse*.

Une modélisation permet de décrire la demande à la maille communale, au pas de temps journalier et ce, selon plusieurs jeux de données météo afin de prendre en compte des années particulièrement froides ou chaudes <sup>(18)</sup>, ainsi que les pointes de froid journalières. Les courbes de charge journalières de 2015 et 2050 ont été modélisées. La demande de gaz pour la production d'électricité, notamment en hiver, présente des appels de puissance plus importants qu'aujourd'hui <sup>(19)</sup>. En 2050, on observe une forte baisse de consommation en hiver liée aux réductions des besoins en gaz pour le chauffage dans les bâtiments résidentiels et tertiaires. En été, les économies d'énergie sont compensées par la hausse des usages dans les transports <sup>(20)</sup>.

(14) Pertes, secteur eau et déchet, consommations internes branche, cogénération, secteur des raffineries.

(15) Les capacités supplémentaires d'éolien et de photovoltaïque installées pour permettre une production plus importante du power-to-gas, assurent aussi une meilleure couverture de la demande électrique et donc réduisent, dans une certaine mesure, le recours aux moyens de production de pointe tels que les turbines à combustion gaz (TAC), tant en capacité qu'en énergie.

(16) Les rendements chaleur retenus sont de 15 % pour la pyrogazéification et 23 % pour le power-to-gas. Seulement 30 % de cette chaleur est considérée valorisée et se substitue à de la chaleur produite à partir de gaz.

(17) Le power-to-heat est un procédé qui consiste à utiliser des chaudières électriques (résistance ou pompe à chaleur) en doublon de chaudières ou procédés thermiques utilisant des combustibles. Ces équipements électriques sont déclenchés lors des excédents de production électrique et délestent les équipements thermiques.

(18) Tous les secteurs prennent en compte un effet thermosensible, sauf le secteur de la production d'électricité qui est une donnée exogène au modèle. Le réchauffement climatique a été pris en compte en se basant sur des jeux de données du modèle Aladin de Météo France (scénario RCP 4.5), voir <http://www.drias-climat.fr/accompagnement/sections/175>

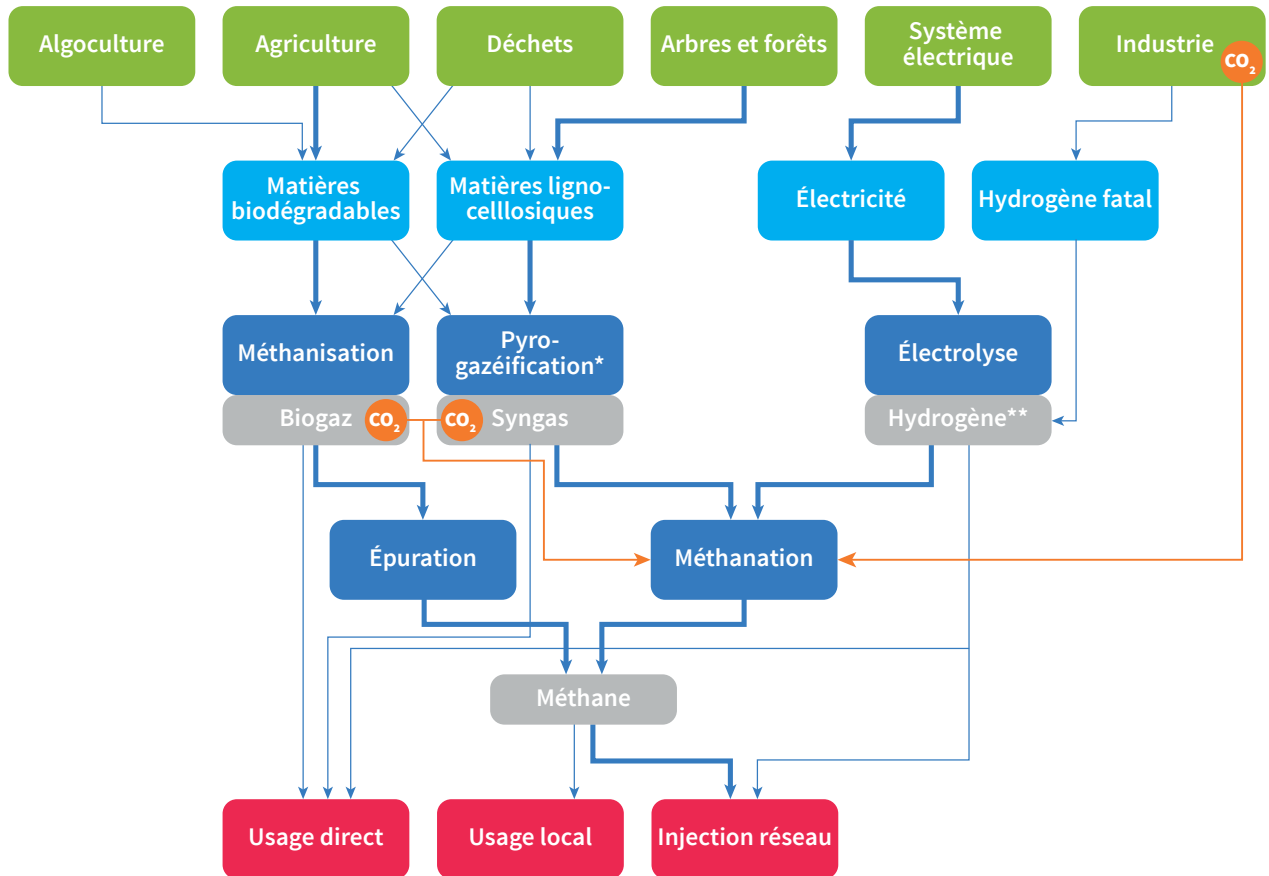
(19) La demande de gaz pour la production d'électricité dépend du scénario et de la contribution du power-to-gas qui détermine le système électrique associé.

(20) Dans le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, le gaz carburant représente 48 % de l'énergie finale dans le secteur du transport.

## 6.2. Une évaluation des potentiels de production de gaz renouvelable

### 6.2.1. LES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE

FIGURE 7 : LES DIFFÉRENTES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE



\* La « pyrogazéification » inclut la pyrogazéification hydrothermale des algues.

\*\* L'hydrogène peut aussi être utilisé directement pour divers usages, ce qui n'est pas pris en compte dans cette étude.

#### Les gaz renouvelables sont issus de trois principales filières :

- **La méthanisation** : voie biologique qui utilise des micro-organismes pour décomposer la matière organique et produire un mélange appelé biogaz, principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Une fois épuré le biométhane a des propriétés thermodynamiques équivalentes au gaz naturel. La matière organique provient de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires, herbe), de l'industrie (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des déchets alimentaires et ménagers.

- **La pyrogazéification** : voie thermo-chimique au sens large, permettant de produire à partir de matière organique un gaz de synthèse appelé syngas (composé principalement de méthane, hydrogène, monoxyde de carbone et dioxyde de carbone). Le procédé peut être complété par une méthanation ou une séparation pour obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel. La pyrogazéification concerne principalement les matières ligno-cellulosiques sèches : bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture. Elle peut également concerner des déchets, typiquement des CSR<sup>(21)</sup>.

(21) Combustible Solide de Récupération





- **Le power-to-gas (PtG):** procédé de conversion d'électricité renouvelable en gaz de synthèse. La première étape est constituée par une électrolyse produisant de l'hydrogène (power-to-H<sub>2</sub>). Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation (power-to-CH<sub>4</sub>). Cette dernière réaction nécessite une source de CO<sub>2</sub>.

Il convient de noter que ces trois principales filières ont des niveaux de maturité et des modes de pilotage de production différents. Ainsi les technologies de pyrogazéification et de power-to-gas sont considérées matures en 2050 avec des hypothèses de gains sur leurs rendements. Mais cette étude ne prend pas en compte de possibles ruptures technologiques ou des économies d'échelle significatives. Nous considérons également que les deux premières filières assurent une production de base tandis que le power-to-gas fonctionne sur les heures où la production électrique est tendanciellement excédentaire et donc avec un recours discontinu au power-to-gas.

### 6.2.2. PRINCIPALES HYPOTHÈSES POUR L'ÉVALUATION DES POTENTIELS EN INTRANTS

La disponibilité en intrants est contrainte en particulier par l'évolution des systèmes agricoles et forestiers d'une part, et des systèmes énergétiques d'autre part (électricité et chaleur).

**Les potentiels en biomasse** respectent plusieurs partis pris fondamentaux de l'étude: la non-concurrence des bioénergies avec l'alimentation ou avec l'usage comme matière première, ainsi que l'augmentation de la vie biologique des sols.

Les données de cadrage en matière d'agriculture et de sylviculture reposent sur des scénarios prospectifs intégrés qui prennent en compte la diversité des objectifs pour l'agriculture et la forêt. Ces scénarios sont compatibles « Facteur 4 », c'est-à-dire qu'ils représentent la composante agricole et sylvicole de scénarios visant cet objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre, tous secteurs confondus, à l'horizon 2050 (le facteur de réduction des gaz à effet de serre du secteur agricole est de 2)<sup>(22)</sup> :

- concernant les matières agricoles à l'horizon 2050, le potentiel retenu provient essentiellement des travaux de SOLAGRO présentés dans la prospective Afterres 2050<sup>(23)</sup> ;
- concernant les ressources bois, les prélèvements en forêt sont estimés à partir des travaux de l'ADEME, IGN, FCBA<sup>(24)</sup> et INRA<sup>(25)</sup>. Ces travaux se limitant à 2035, ils ont été extrapolés pour 2050 en se basant sur le scénario de « sylviculture dynamique » établi par Ecofor<sup>(26)</sup> ;
- les estimations de potentiel de biodéchets sont tirées principalement de l'étude *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*<sup>(27)</sup>. Enfin, le potentiel lié aux sous-produits des industries agroalimentaires provient de l'*Étude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des industries agroalimentaires*<sup>(28)</sup> ;
- les algues sont considérées valorisées dans une filière de production de carburant liquide. Seuls les résidus sont pris en compte pour la filière gaz, selon l'étude ADEME/ENEA/INRIA<sup>(29)</sup> de 2014.

**Le potentiel d'électricité renouvelable pouvant alimenter des centrales de power-to-gas** est issu des données de l'étude ADEME/ARTELYS 2017<sup>(30)</sup> qui évalue

(22) Il est néanmoins évalué qu'il serait possible de produire au moins autant de ressources avec un scénario agricole « tendanciel », mais les impacts négatifs induits seraient plus importants.

(23) SOLAGRO, « Afterres 2050 », 2016.

(24) ADEME, IGN, FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016.

(25) INRA et IGN, « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois française dans l'atténuation du changement climatique ? ». Juin 2017.

(26) Caulet, « Climat, Forêt, Société – Livre Vert », 2015.

(27) ADEME, SOLAGRO et INDDIGO, *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, 2013.

(28) GRDF et SOLAGRO, *Étude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des Industries Agro-Alimentaires*, 2017.

(29) ENEA, INRIA et ADEME, *Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030*, juillet 2014. Une conversion totale des algues en gaz permet un potentiel de production pouvant aller jusqu'à 60 TWh, avec un rendement environ deux fois plus faible que dans la conversion diesel + gaz.

(30) ADEME et ARTELYS, *Un mix électrique 100 % ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ?*, 2017.



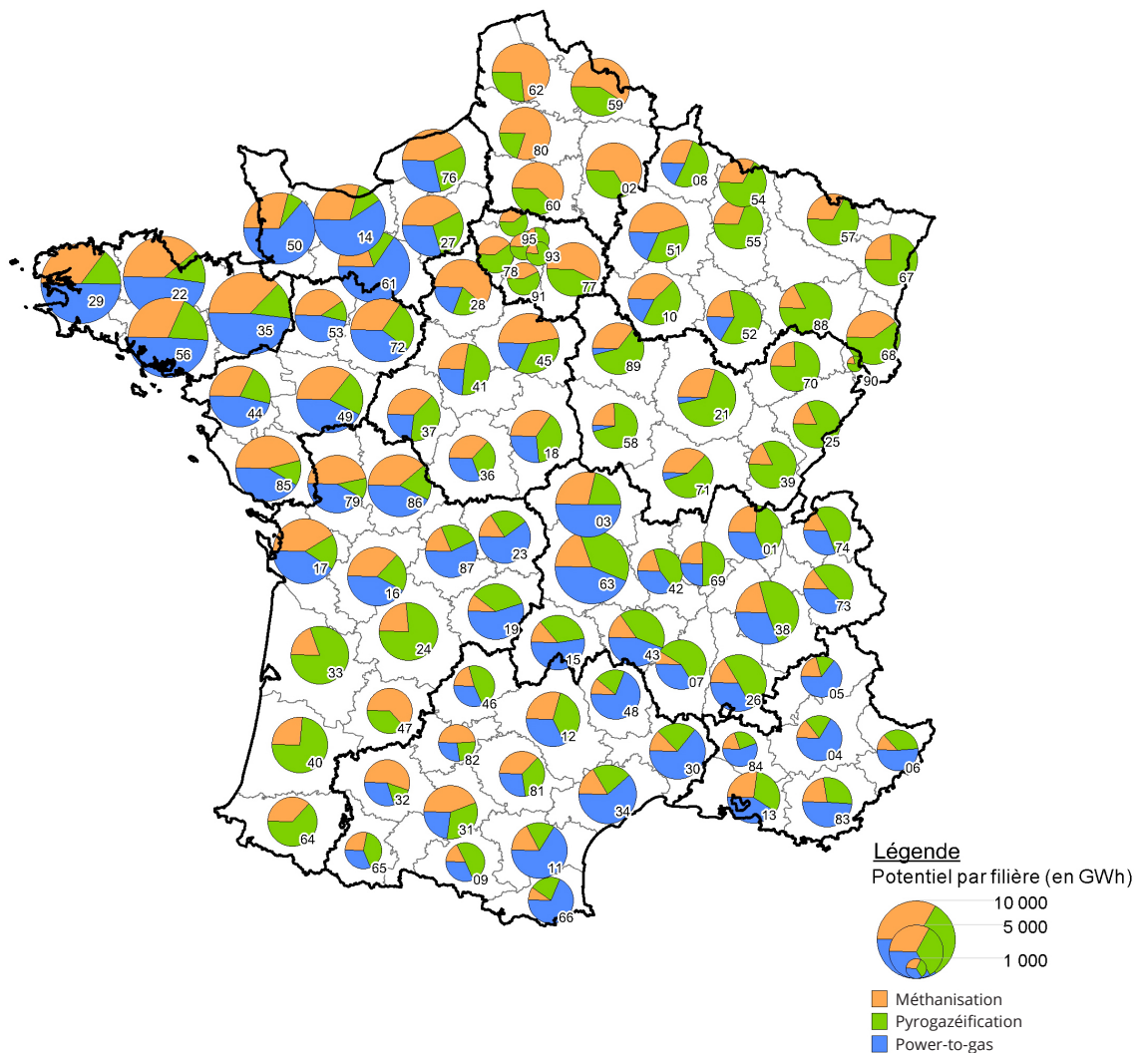
différentes configurations optimisées du système électrique avec du power-to-gas plus ou moins développé: capacités installées par région, profil horaire de fonctionnement, coûts de l'électricité.

**En matière de gaz de récupération,** les potentiels en CSR (Combustibles Solides de Récupération)<sup>(31)</sup> et d'hydrogène fatal<sup>(32)</sup> ont aussi été estimés, ils représentent des mon-

tants nettement plus faibles que les potentiels renouvelables *stricto sensu*.

La carte ci-dessous représente les potentiels de gaz injectable par département et par filière. Ces potentiels correspondent à l'ensemble de la ressource mobilisable pour un usage énergétique, avant arbitrage entre les usages concurrents de valorisation énergétique.

**FIGURE 8 : RÉPARTITION DU POTENTIEL THÉORIQUE DE GAZ INJECTABLE PAR DÉPARTEMENT ET FILIÈRES EN 2050**



(31) GRDF, GRTgaz et S3D, Étude sur les gisements valorisables par la filière pyrogazéification phase 1: état des lieux bibliographique et « fiches intrants », 2017.

(32) GRDF, ADEME et SOLAGRO, Évaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone), 2017.



### 6.3. Une évaluation de l'adaptation du réseau

La méthode utilisée permet de couvrir la demande de gaz en utilisant les filières renouvelables les plus compétitives en premier lieu; elle permet également de prendre en compte les coûts d'adaptation du réseau de gaz (distribution et transport dans une moindre mesure), pour acheminer ce gaz renouvelable vers les lieux de consommation.

Le positionnement des unités de production et l'évolution du réseau nécessaire (raccordement, capacités de stockage, installations dites de « rebours ») ont été évalués précisément pour 4 départements type ayant des profils en termes de densité de consommation et densité de production différents.

Un algorithme d'optimisation a ensuite permis de rechercher une nouvelle configuration du réseau de gaz permettant le raccordement des unités de production en utilisant un panel de solutions de raccordement: raccordement au réseau de distribution, raccordement au

réseau de transport ou raccordement par gaz porté. Le cas échéant, des solutions permettant de lever des contraintes sur le réseau de gaz ont été utilisées (maillage, rebours). Ces solutions sont présentées dans la figure 9. Ces profils et solutions ont ensuite été extrapolés à la France métropolitaine.

L'équilibre offre-demande à l'échelle nationale a été étudié pour tous les scénarios, en utilisant différents jeux de données climatiques afin de tester la résilience du système gazier à des années exceptionnellement chaudes ou froides, ainsi que lors des pointes journalières froides.

La résilience du système gazier a été étudiée à l'aide de différents jeux de données climatiques pour chaque scénario.

Les besoins de stockage ainsi évalués ont été comparés aux moyens de stockage déjà existants ou dont le développement est acté, aussi bien en volume qu'en débit.

**FIGURE 9 : ILLUSTRATION DU PANEL DE SOLUTIONS POUR RACCORDER UNE INSTALLATION DE MÉTHANISATION**

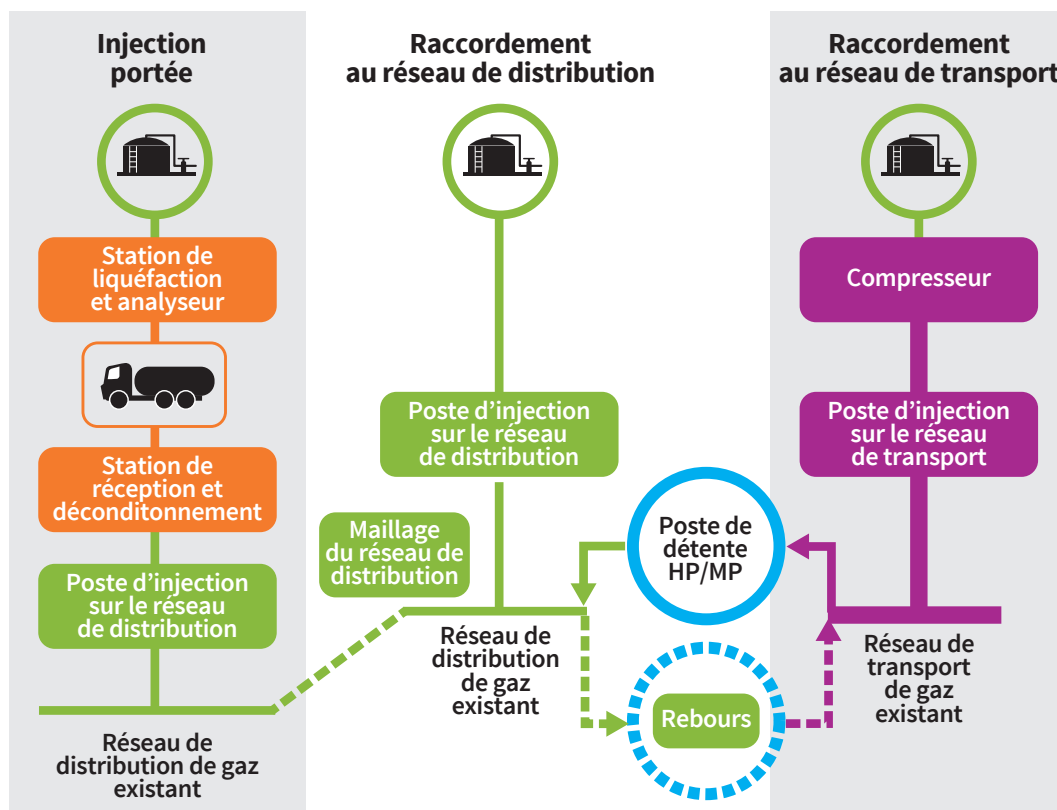
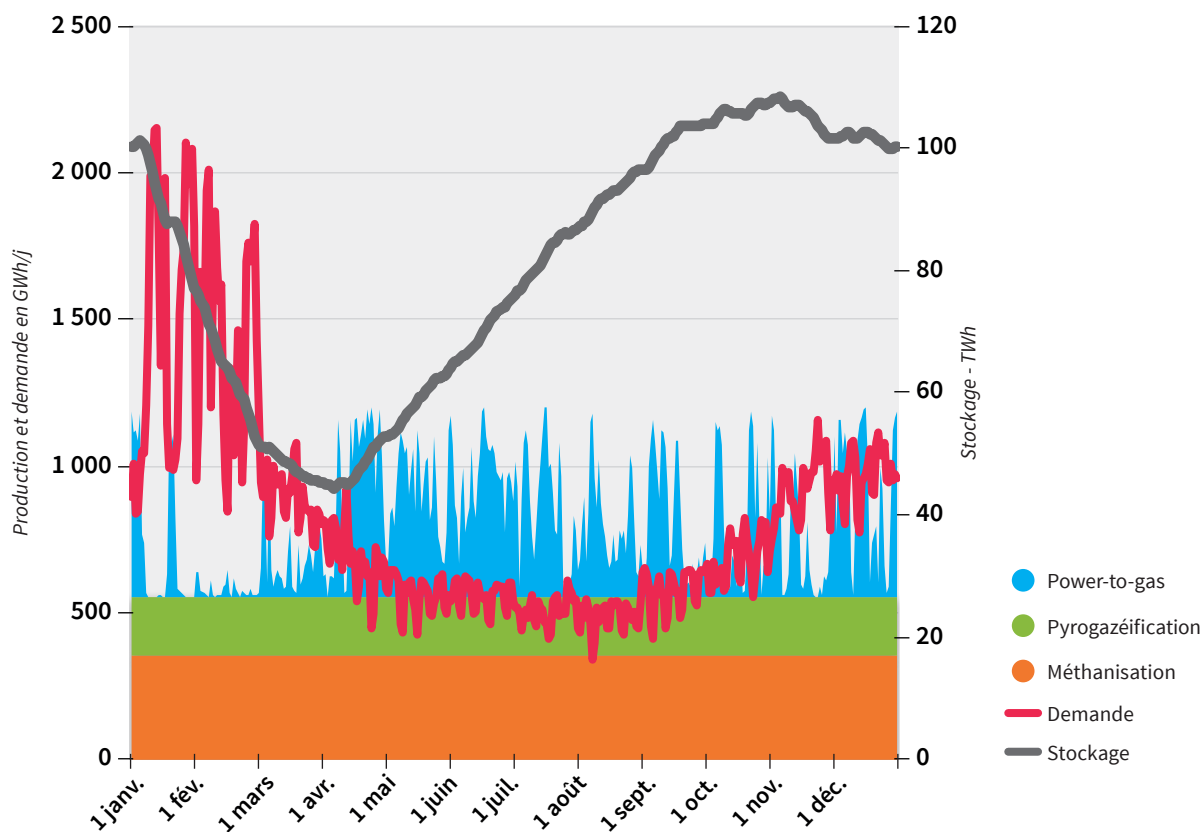


FIGURE 10: ÉQUILIBRAGE OFFRE-DEMANDE ET ÉVOLUTION DU STOCKAGE (ANNÉE NORMALE)



## 6.4. Une évaluation des coûts complets

L'évaluation des coûts comprend :

- les coûts de production ;
- les coûts de distribution et transport ;
- les coûts de stockage.

**Les coûts de production** sont évalués pour chacune des filières, en prenant en compte les coûts d'approvisionnement des ressources plus les coûts de transformation. Ces coûts augmentent avec le taux de mobilisation des ressources en raison des coûts croissants de mobilisation : par exemple, les derniers TWh de bois devront être prélevés sur des parcelles forestières plus difficiles à exploiter (difficulté d'accès, terrain accidenté, morcellement important des parcelles...).

**On obtient ainsi, par coûts croissants :**

1. Énergies de récupération à 30-40 €/MWh<sub>PCS</sub>
2. Pyrogazéification des CSR à 40 €/MWh<sub>PCS</sub>
3. Méthanisation, avec des coûts inférieurs à 80 €/MWh<sub>PCS</sub>

4. Pyrogazéification de la biomasse/bois avec des coûts compris entre 80 et 120 €/MWh<sub>PCS</sub>
5. Power-to-gas avec des coûts compris entre 65 et 185 €/MWh<sub>PCS</sub>, selon les filières. La filière power-to-CH<sub>4</sub> est dans une fourchette de 105 – 185 €/MWh<sub>PCS</sub>. Il est important de noter que ce coût prend également en compte un coût d'approvisionnement en CO<sub>2</sub> moyen équivalent à 10 €/MWh<sub>PCS</sub><sup>(33)</sup>. Le power-to-H<sub>2</sub> présente des coûts moindres que le power-to-CH<sub>4</sub> dans une fourchette de 65 à 125 €/MWh. Les fourchettes présentées dépendent des hypothèses retenues pour le prix d'achat de l'électricité. Le développement du power-to-gas induit en effet des surcoûts (développement des moyens de productions électriques) et bénéfiques (baisse des besoins de flexibilité pour le réseau électrique), qui, selon leur allocation économique, se traduit par deux variantes. La variante « prix de l'électricité

(33) Ce coût varie d'un scénario à l'autre (de 7 à 17 €/MWh<sub>PCS</sub>, soit 41 à 77 €/tCO<sub>2</sub>), en fonction de l'accès aux sources de CO<sub>2</sub>. La méthanisation et la pyrogazéification fournissent des sources de CO<sub>2</sub> relativement pures et considérées gratuites : leur utilisation est donc priorisée. Des solutions plus coûteuses sont ensuite prises en compte selon les besoins de chaque scénario : captage sur des unités de combustion, transport, stockage.



préférentiel pour consommateur flexible » correspond à une tarification de l'électricité en dessous de son prix de revient de production, traduisant l'utilité économique apportée par le power-to-gas au système électrique. La variante « prix de l'électricité au prix de marché spot » correspond à un coût d'approvisionnement plus élevé<sup>(34)</sup>.

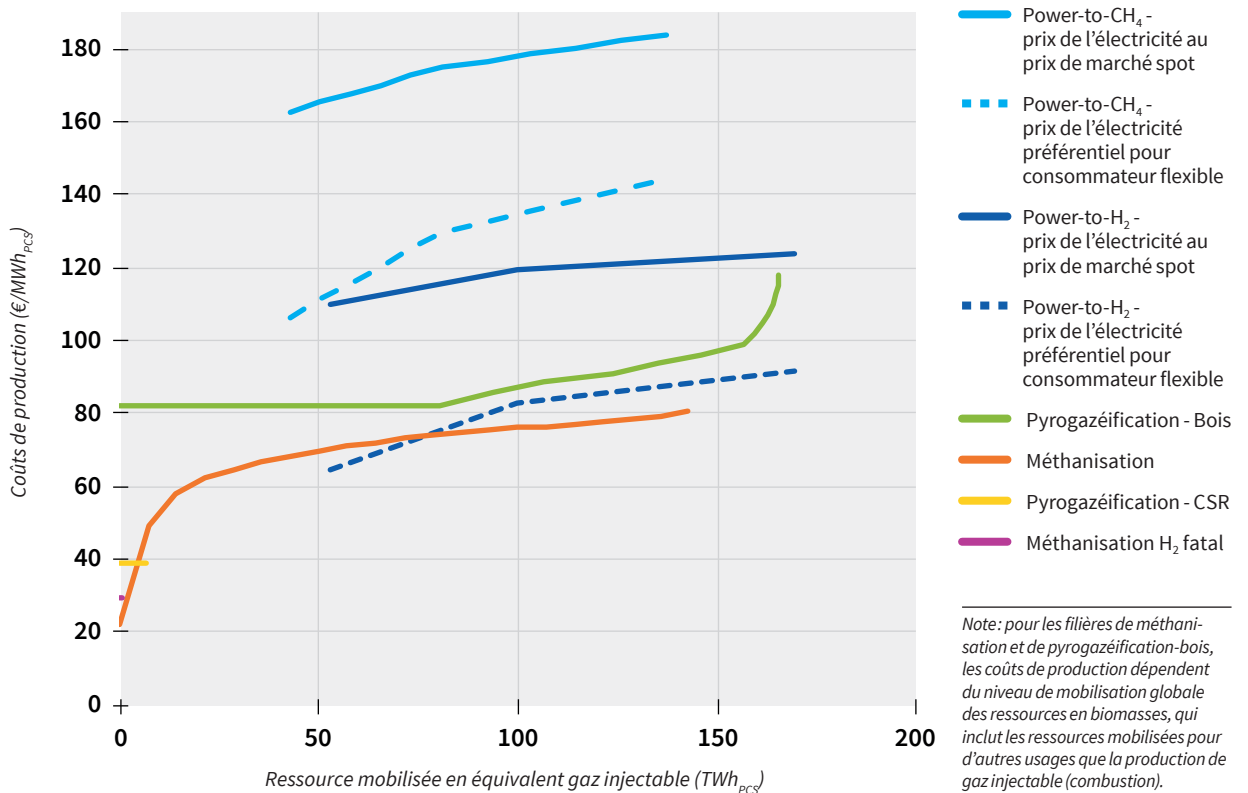
**Les coûts de raccordement et d'adaptation des réseaux** ont ensuite été évalués. Ces adaptations incluent la mise en place de stations de compression de rebours entre les réseaux de distribution et de transport. L'exercice a été réalisé précisément sur les 4 départements types. L'extrapolation à l'ensemble du territoire a été faite, en particulier, en tenant compte des différences d'accès aux ressources en biomasse (distance).

**Les coûts de modification du réseau de transport** sont considérés non significatifs. Une première analyse met en évidence que le dimensionnement du réseau de transport actuel est compatible avec les scénarios 2050 étudiés.

**Pour les autres coûts du réseau existant**, il est supposé que les coûts de fonctionnement et de renouvellement du réseau resteront similaires aux coûts actuels. Une estimation a été faite sur la base de l'évaluation des tarifs transport (ATRT5) et distribution (ATRD5).

**Les coûts de stockage** sont évalués à partir des coûts actuels, modulés au prorata du volume de stockage annuel utilisé dans chacun des scénarios modélisés.

**FIGURE 11 : COÛTS DE PRODUCTION DES DIFFÉRENTES FILIÈRES EN 2050, EN FONCTION DE LA RESSOURCE GLOBALE MOBILISÉE**



(34) Selon le niveau de production du power-to-gas dans les scénarios, le coût d'approvisionnement moyen en électricité varie entre 67 et 82 €/MWh dans la variante « prix de l'électricité au prix de marché spot » et entre 30 et 56 /MWh dans la variante « prix de l'électricité préférentiel pour consommateur flexible ».

## L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

## LES COLLECTIONS DE L'ADEME



### ILS L'ONT FAIT

*L'ADEME catalyseur* : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



### EXPERTISES

*L'ADEME expert* : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



### FAITS ET CHIFFRES

*L'ADEME référent* : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



### CLÉS POUR AGIR

*L'ADEME facilitateur* : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



### HORIZONS

*L'ADEME tournée vers l'avenir* : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



# UN MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ?

L'ADEME contribue aux réflexions sur la stratégie volontariste de la France, notamment en explorant des trajectoires pour le futur énergétique français et publie régulièrement depuis 2013 des scénarios énergie-climat. La présente étude *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*, conduite par l'ADEME en collaboration avec GRDF et GRTgaz, s'inscrit dans la continuité des travaux publiés en 2016 - 2017, et concerne la seconde énergie la plus consommée en France, le gaz. L'ADEME y a exploré les conditions de la faisabilité technico-économique d'un système gazier en 2050 basé à 100 % sur du gaz renouvelable.

Les travaux se sont appuyés sur le scénario énergétique ADEME 2035-2050 avec un niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui. Les résultats, fondés sur des analyses de sensibilités et divers scénarios de mix de production de gaz renouvelable, montrent qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant répondre à une demande énergétique réduite en 2050 pour un coût global du gaz compris entre 116 et 153 €/MWh. Cela nécessitera des évolutions du système gazier et notamment de développer la complémentarité entre réseau gaz et réseau électrique. Ceci confirme que pour rendre notre système énergétique plus durable, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies et ce à différentes échelles de territoires.



[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)



010503

