



SEPT.  
2017

---

# UN MIX ÉLECTRIQUE

## 100 % ENR

## EN 2050

---

Quelles opportunités pour décarboner  
les systèmes gaz et chaleur ?

---

RAPPORT

ADEME



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

## REMERCIEMENTS

Le pilotage de l'étude a été réalisé par l'ADEME. Il a mobilisé les personnes suivantes :

- Anne-Laure Dubilly, ingénieur au service Réseaux et Energies Renouvelables
- Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Energies Renouvelables
- David Marchal, directeur-adjoint Productions et Energies Durables
- Luc Bodineau, Loïc Antoine et Aïcha El Khamlichi, ingénieurs au service Recherche et Technologies Avancées

L'ADEME a confié la réalisation de l'étude à Artelys.

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

1. Direction de projet (Artelys) : Laurent Fournié
2. Chef de projet (Artelys) : Alice Chiche
3. Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, optimisation de systèmes énergétiques, calculs économiques (Artelys) : Arthur Bossavy, Pierre Attard

## CITATION DE CE RAPPORT

**ADEME, Anne-Laure Dubilly, ARTELYS, Laurent Fournié, Alice Chiche, 2017/09.** Mix électrique 100% EnR en 2050 : quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?. 51 pages.

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

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. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de 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.

### Ce document est diffusé par l'ADEME

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

Numéro de contrat : 16COM004119

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Artelys

Coordination technique - ADEME : DUBILLY Anne-Laure  
Direction/Service : Réseaux & énergies renouvelables

# 1. Table des matières

1.	Table des matières .....	3
2.	Préambule .....	5
3.	Résumé exécutif .....	5
3.1	Synthèse .....	5
3.2	Limites de l'étude .....	13
3.3	Auteurs .....	14
4.	Présentation de l'étude.....	15
4.1	Problématique .....	15
4.2	Périmètre.....	15
4.3	Cas d'études et nomenclature des cas.....	18
5.	Enseignements de l'étude .....	19
5.1	Des débouchés importants pour la valorisation d'électricité renouvelable en France 19	
5.1.1	La production d'électricité renouvelable peut permettre de décarboner jusqu'à 155 TWh de gaz et 18 TWh de chaleur .....	19
5.1.2	L'augmentation de la demande électrique induit une hausse de la production PV et éolienne.....	20
5.1.3	Un potentiel d'économies de CO <sub>2</sub> important .....	21
5.1.4	La décarbonation réduit les coûts de consommation de combustibles et augmente ceux des infrastructures .....	22
5.2	L'intérêt économique de la décarbonation par les EnR électriques dépend du prix du CO <sub>2</sub> 23	
5.2.1	Pour que la valorisation vers d'autres usages soit significative, le prix du CO <sub>2</sub> doit dépasser 100 €/t .....	24
5.2.2	Des débouchés P2X importants et une décarbonation associée significative pour un signal prix de 300 €/t CO <sub>2</sub> .....	26
5.2.3	Les transferts de valeur .....	30
5.3	Intérêt environnemental des interactions multi-énergie .....	31
5.3.1	Les valorisations P2X, par leur flexibilité, permettent de réduire la consommation d'énergie primaire associée au stockage.....	31
5.3.2	La consommation d'énergie primaire fossile non renouvelable diminue fortement lorsqu'il y a interactions multi-énergie, et que le prix du CO <sub>2</sub> augmente .....	34
5.3.3	Economies d'émissions de CO <sub>2</sub> .....	35
5.4	Compléments techniques.....	37
5.4.1	Optimisation des mix chaleur .....	37
5.4.2	Les gisements de CO <sub>2</sub> sont suffisants.....	39



5.4.3	Stockage d'hydrogène directement sur le réseau de gaz .....	39
6.	Annexes .....	42
6.1	Glossaire .....	42
6.2	Modèles et données utilisés .....	42
6.2.1	Power to Heat .....	42
6.2.2	Power to gas .....	43
6.2.3	Point méthodologique : indicateur de calcul du coût du stockage inter-saisonnier 44	
6.3	Résultats détaillées .....	45
7.	Références .....	49
8.	Table des illustrations .....	50



## 2. Préambule

Cette étude consiste à explorer, en première approche, les possibilités offertes par le « Power to X » (transformation de l'électricité en un autre vecteur énergétique, autrement désignée par l'acronyme P2X) pour valoriser les énergies renouvelables électriques en décarbonant les consommations d'énergie pour la production de chaleur, la mobilité et le réseau de gaz. Un certain nombre d'hypothèses dimensionnantes pour ces travaux sont posées en section 4.2. Ces hypothèses constituent l'une des principales limites aux conclusions de l'étude.

Pour faciliter la compréhension et apprécier pleinement les résultats et conclusions de ce rapport, le lecteur tirera profit de la lecture préliminaire du document « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 : Document technique complet et Synthèse avec évaluation macro-économique »<sup>1</sup> et de l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations : Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 »<sup>2</sup>. Cette dernière étude a notamment produit un scénario dit « 100% EnR » de référence qui sert de base de comparaison aux travaux présentés ci-après. Plus généralement, le présent rapport s'appuie sur les modèles et données pointus exploités dans ces deux études ADEME datant de 2013 et 2015.

## 3. Résumé exécutif

### 3.1 Synthèse

- **Enjeu de l'étude : les opportunités offertes par une production massive d'électricité renouvelable pour contribuer à décarboner d'autres vecteurs énergétiques comme la chaleur et le gaz**

Les renouvelables électriques offrent des gisements importants et des perspectives de baisses de coût conséquentes. Dans l'optique d'un développement massif et économiquement acceptable de ces moyens de production en France, l'ADEME a analysé les opportunités offertes par un mix électrique prospectif 100% EnR pour produire et décarboner d'autres vecteurs énergétiques que le vecteur électricité.

Cette analyse repose sur un large panel de solutions technologiques, récemment développées ou plus conventionnelles, qui transforment l'électricité en trois autres vecteurs énergétiques : chaleur, hydrogène et méthane. Leur mise en œuvre au service du système énergétique global est désigné par le terme de Power2X ou P2X (pour « Power to X », où le « X » définit le vecteur concerné). Ainsi, le Power2Heat (ou P2H) produit de la chaleur pour alimenter le secteur industriel ou les réseaux de chaleur et le Power2Gas (ou P2G) produit des gaz de synthèse, de l'hydrogène ou du méthane, utilisables notamment pour la mobilité.

Le Power2X présente ainsi deux principaux avantages : il offre des réponses pour gérer la variabilité de la production EnR ou son stockage et permet également de remplacer les combustibles fossiles par l'électricité produite par les EnR. Utilisé en priorité dans les périodes

<sup>1</sup> Document référencé (ADEME, 2013) dans le reste de ce rapport, disponible à <http://www.ademe.fr/contribution-lademe-a-lelaboration-visions-energetiques-2030-2050>,.

<sup>2</sup> Rapport référencé (ADEME, 2015) dans le reste de ce rapport, disponible à <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>,



où l'électricité produite par les EnR sera la plus abondante, le Power2X permet donc de valoriser une électricité renouvelable pour fournir de l'énergie (chaleur, gaz, hydrogène) à un prix qui peut être d'autant plus compétitif que le CO<sub>2</sub> a un prix élevé.

- **Le Power2X : une vision systémique de la production d'énergie renouvelable au service d'usages plus vertueux pour l'environnement**

A la base du concept de Power2Gas repose le principe d'électrolyse, laquelle transforme l'électricité, selon la réaction de décomposition chimique de l'eau produite par un courant électrique, en hydrogène et oxygène ( $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$ ). Cet hydrogène peut être soit utilisé directement - usages pour la mobilité, industriels, injection dans le réseau de gaz, etc -, soit transformé en méthane (CH<sub>4</sub>) selon une nouvelle réaction avec le CO<sub>2</sub>, selon un procédé appelé méthanation.

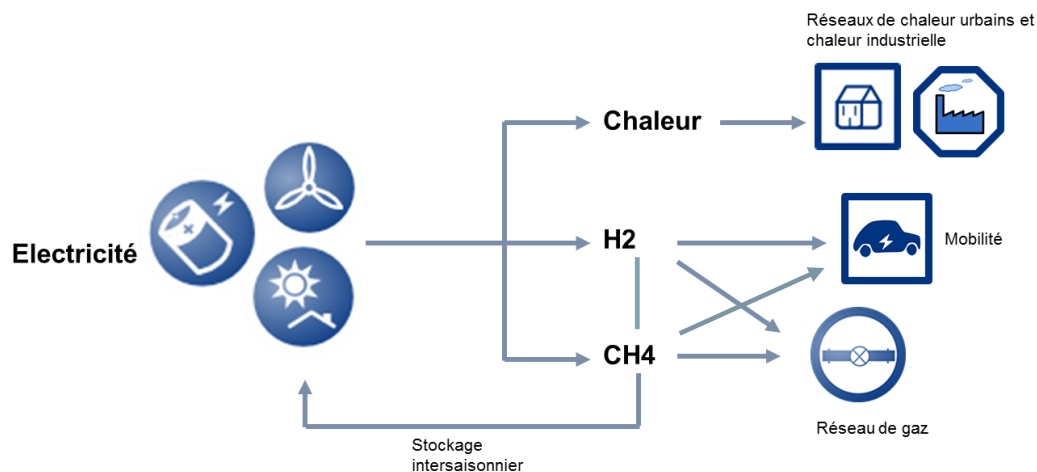
En ce qui concerne la production de chaleur par Power2Heat, l'électricité est transformée en chaleur via des résistances ou des pompes à chaleur (comme dans les chauffe-eau).

A la suite du rapport ADEME « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations : Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 », la présente étude propose des éléments de réponse concernant les débouchés de la production d'énergie décarbonée par P2X et les bénéfices environnementaux et économiques associés, pour le périmètre de la France métropolitaine. Ces éléments sont ciblés sur les vecteurs et usages suivants :

- La chaleur, pour alimenter des réseaux de chaleur urbains ou des besoins industriels ;
- L'hydrogène pour des usages pour la mobilité ;
- Le méthane, pour injection sur le réseau de gaz pour des besoins de chauffage, de l'industrie et de la mobilité.

L'injection d'hydrogène et de méthane dans le réseau de gaz au titre du stockage dit « inter-saisonnier », destiné à convertir du gaz en électricité pour passer notamment certaines périodes hivernales de pointes de consommation électrique, est un autre bénéfice important du P2X.

Le schéma de principe suivant illustre les débouchés du P2X :



Crédits icônes : © Artelys Crystal

- **L'étude propose une optimisation économique des solutions de Power2X à l'échelle de toutes les composantes du système : production des EnR électriques, réseau de transport et distribution d'électricité et moyens de stockage**

Le concept de Power2X propose des interactions renforcées entre les différents réseaux énergétiques. Ces réseaux ne sont plus seulement considérés comme des moyens de transport et de distribution des énergies, mais également comme des moyens de stocker de l'énergie issue d'un autre vecteur énergétique (le réseau de gaz comme stockage de l'électricité, par exemple) et de leur offrir des débouchés complémentaires (production d'hydrogène décarboné à partir du réseau électrique).

La présente étude s'est attachée à optimiser le coût de déploiement de telles solutions à l'échelle métropolitaine. Ainsi, sur la base d'une hypothèse d'entrée sur le coût et le périmètre technologique du P2X, le modèle réalise un arbitrage entre l'achat de gaz fossile (respectivement, la chaleur fossile) sur le marché (à un prix incluant son contenu CO<sub>2</sub>) et sa production par électrolyse puis méthanation pour le CH<sub>4</sub> (respectivement sa production par effet joule ou pompe à chaleur), processus auxquels des coûts capacitaires d'installation et de maintenance sont associés<sup>3</sup>.

Pour les premiers TWh valorisés, le P2X permet de profiter de surplus d'EnR électriques excédentaires et non valorisés jusque-là. Ensuite, si l'arbitrage précédent se montre rentable du point de vue de la collectivité, l'optimisation conduit à augmenter les capacités des EnR électriques les plus compétitives, pour satisfaire ces besoins P2X.

Pour étudier les impacts et opportunités liés à la valorisation d'électricité renouvelable en d'autres énergies, l'étude examine trois cas de prix du CO<sub>2</sub> : 100€, 300€ et 1000€ la tonne CO<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Si aucune contrainte temporelle n'est fixée pour le gaz, l'équilibre horaire électrique est quant à lui imposé ; les capacités installées des électrolyseurs et méthaneurs sont ainsi tributaires du profil horaire de l'électricité à convertir.



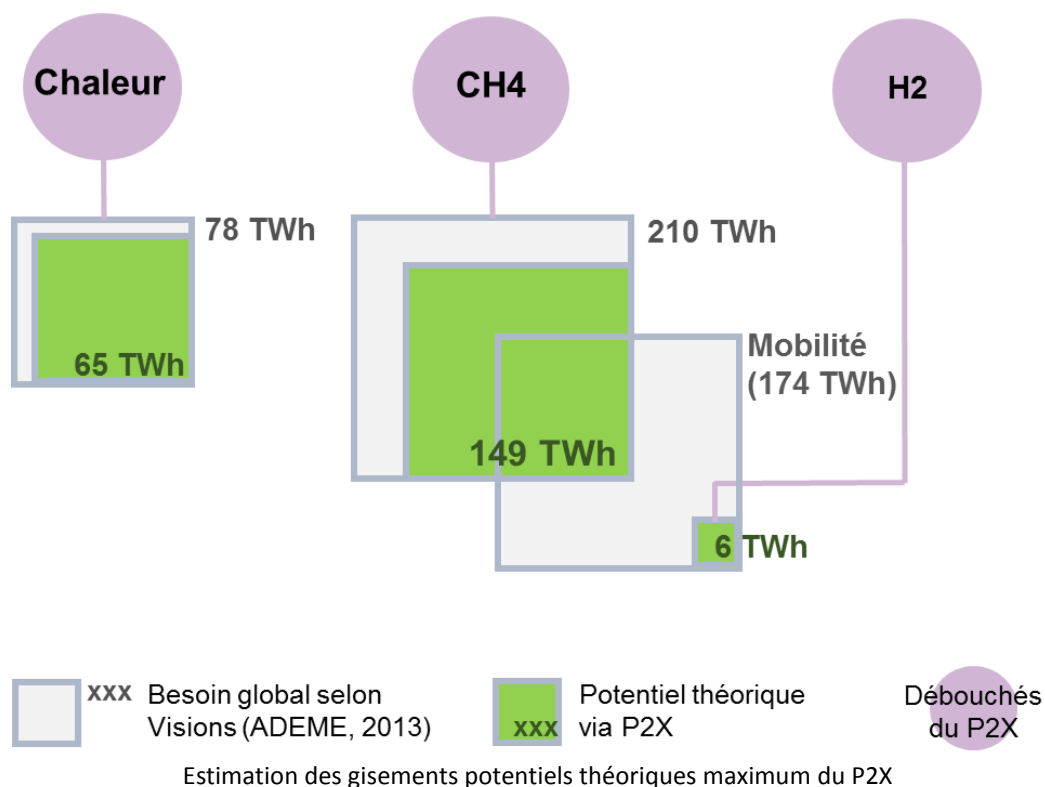
- **Les principaux résultats de l'étude « Un mix électrique 100% EnR en 2050 : quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? »**

1. *Jusqu'à quel point les technologies de Power to X, par transformation d'une électricité 100% renouvelable, pourraient-elles contribuer à produire du gaz et de la chaleur ?*

Les gisements potentiels théoriques<sup>4,5</sup> maximums P2X recouvrent 71% des besoins en gaz et 83% des besoins en chaleur considérés, c'est-à-dire les besoins issus des Visions (ADEME, 2013). Ces gisements sont contraints par certaines hypothèses propres à chaque filière (technologies de Power2Heat limitées aux basses températures et Power2Gas limité de sorte à ne pas se substituer au biogaz).

Concernant l'hydrogène, le gisement potentiel théorique du P2H2, hors injection sur le réseau de gaz au titre du stockage inter-saisonnier, a été limité au secteur de la mobilité et estimé au plus à 3% des besoins énergétiques de ce secteur ; cette hypothèse pourrait être actualisée en fonction de perspectives de débouchés futurs.

La quantification de tous les gisements est présentée ci-dessous :



<sup>4</sup> Les « gisements potentiels théoriques » correspondent à la quantité maximale d'énergie qu'on suppose possible de générer à partir de P2X.

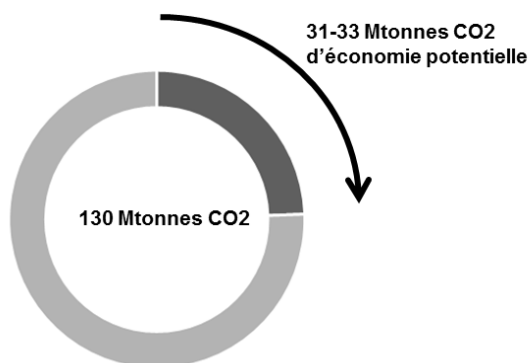
<sup>5</sup> Il s'agit d'hypothèses. La définition des gisements respecte des critères technologiques (notamment on limite les technologies de P2H aux basses températures) ainsi que des règles de substitution ou non avec d'autres énergies renouvelables identifiées dans les Visions (ADEME, 2013). Par exemple, on ne permet pas au gaz du P2G de venir se substituer au biogaz injecté sur le réseau de gaz, tel que posé dans les Visions (ADEME, 2013).



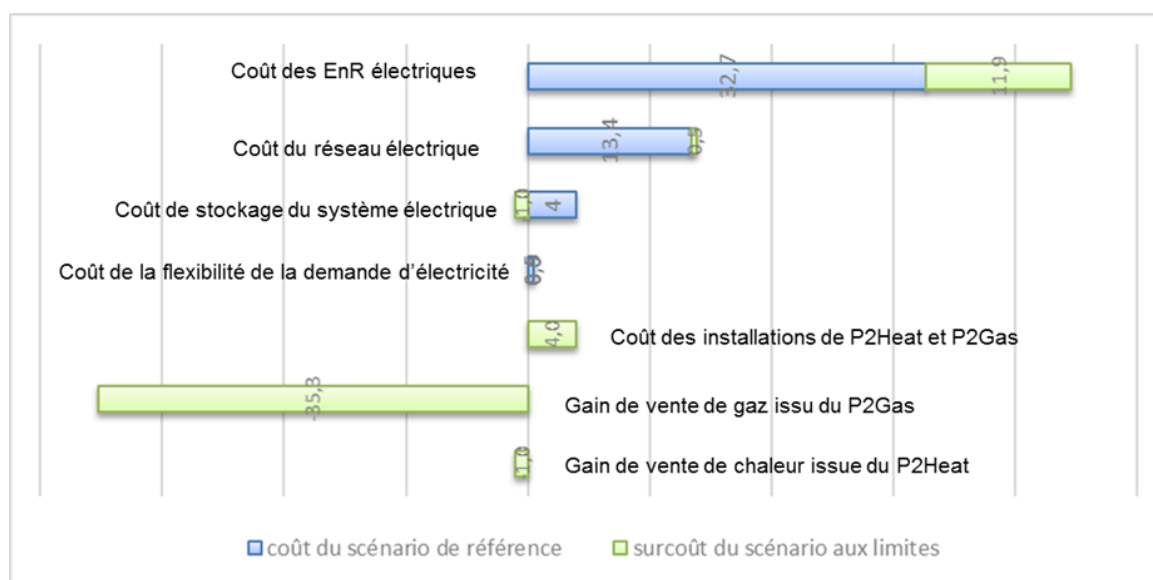


2. Dans l'hypothèse d'un mix électrique 100% renouvelable à horizon 2050, et selon un scénario dit « aux limites » pour lequel le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> serait fixé à 1 000 €, quels sont les gains environnementaux associés (tonnes de CO<sub>2</sub> évitées) et les économies financières potentielles ?

Dans un tel scénario à 1000€ la tonne CO<sub>2</sub>, les technologies de P2X permettent une économie de 25% des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport aux émissions de l'ensemble de l'économie française, estimées pour 2050 selon le scénario des Visions (ADEME, 2013).



Pour ce scénario « aux limites », les gains de vente de gaz et de chaleur issus du P2X sont supérieurs au surcoût total engendré par l'accroissement du parc électrique et des technologies P2X. L'économie permise par le P2X est alors de 21 Mds€ par an, soit environ 41% d'économie par an par rapport au scénario de référence<sup>6</sup> de l'étude<sup>7</sup> (ADEME, 2015).



Graphique en Mds€/an – détails des valeurs dans le rapport

<sup>6</sup> Dans le reste du document, ce scénario est appelé le « Scénario de référence ».

<sup>7</sup> Dans le scénario de référence, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> était de 100 €/ t CO<sub>2</sub>. Les économies réalisées dans le scénario aux limites sont essentiellement dues à son prix du CO<sub>2</sub> de 1 000 €/ t CO<sub>2</sub>, qui permet d'atteindre une forte compétitivité du gaz de synthèse par rapport au gaz naturel.

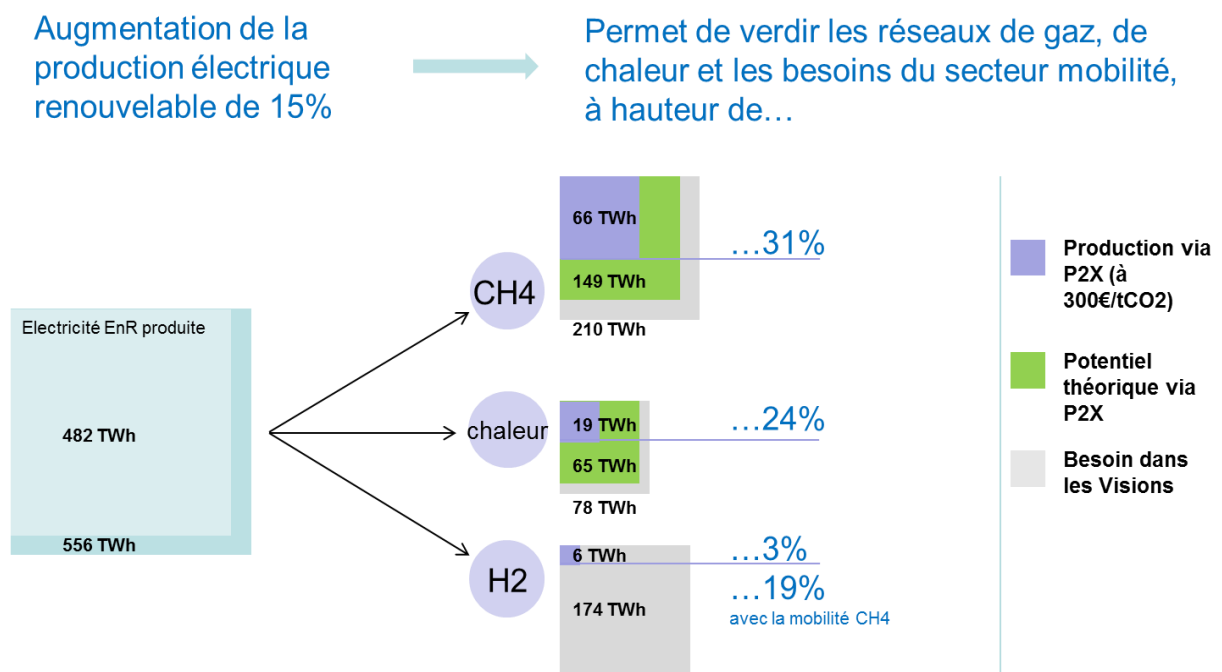


3. Dans un contexte de taxe carbone plus modérée à horizon 2050 (tonne de CO<sub>2</sub> à 300€ - scénario dit « central »), quelle part du débouché P2X atteint-on par rapport aux gisements maximums théoriques ?

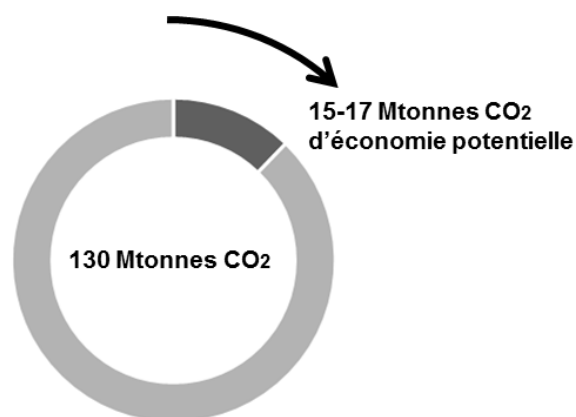
Quels sont alors les gains environnementaux (en tonnes de CO<sub>2</sub> évitées) et les économies financières associées ?

Quelles modifications structurelles sont alors observées sur le parc électrique ?

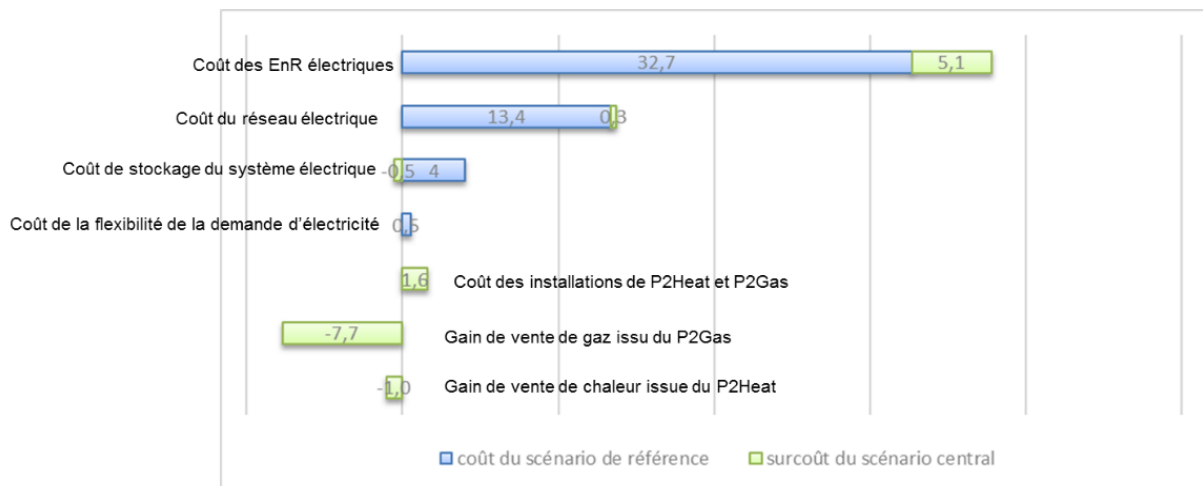
Dans ce scénario de taxe carbone plus modérée (tonne de CO<sub>2</sub> à 300 €), le P2X contribue à décarboner le vecteur CH<sub>4</sub> à hauteur de 31%, les usages chaleur à hauteur de 24% et l'usage mobilité à hauteur de 3% via le H<sub>2</sub>. Les besoins exprimés sont issus des Visions (ADEME, 2013).



Dans le scénario central, les technologies de P2X permettent une économie de 12% des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport aux émissions 2050 de l'ensemble de l'économie française selon les Visions (ADEME, 2013).



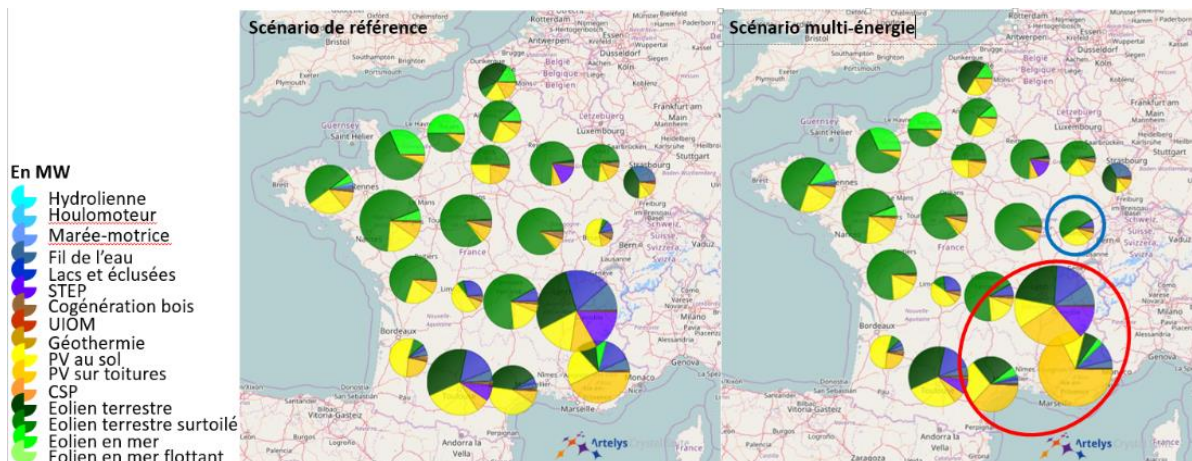
Dans le scénario central à 300 €/t CO<sub>2</sub>, l'économie maximum offerte par le P2X est de 2,2 Mds€ par an, soit environ 4% d'économie par an, par rapport au scénario de référence de (ADEME, 2015).



Graphes en Mds€/an – détails des valeurs dans le rapport

Enfin, dans ce scénario central, la capacité électrique renouvelable augmente de 15%, par rapport au scénario de référence, soit 234 GW au lieu des 195 GW du scénario de référence.

Majoritairement, ce sont 22 GW de PV sur toitures qui sont ajoutés aux 25 GW du scénario de référence, principalement dans le sud-est où les gisements sont les plus rentables. Les capacités éoliennes augmentent moins fortement, de 13 GW par rapport à une capacité de référence à 96 GW.



Le rond rouge met en avant les capacités PV sur toitures supplémentaires.  
Le rond bleu met en avant l'augmentation moins prononcée des capacités éoliennes.

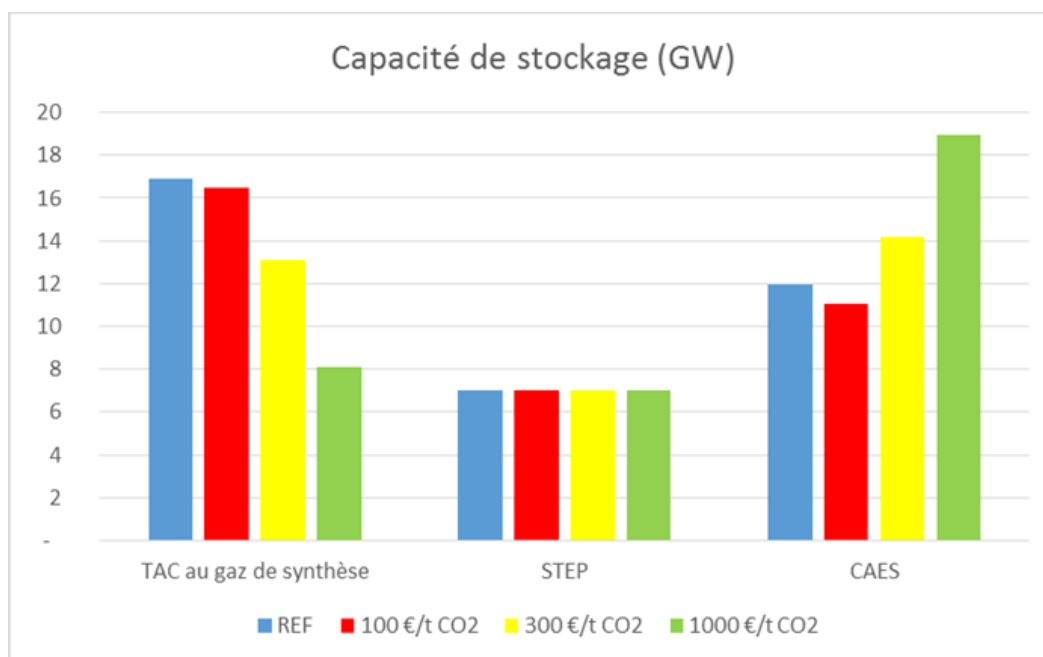
#### 4. De quelle façon et jusqu'à quel point les technologies de P2X permettent-elles de mieux valoriser les ressources énergétiques renouvelables ?

Le recours au P2X diminue les écrêtements de production électrique de 6 TWh dans le scénario central par rapport au scénario de référence, soit d'environ 43%.



TWh	Scénario de référence	Scénario 300 €/tCO <sub>2</sub> = scénario central	Scénario 1000 €/tCO <sub>2</sub> = scénario « aux limites »
Volume des écrêtements	14	8	8

Avec l'ajout du P2X, le parc de stockage électrique évolue vers plus de stockage court et moyen terme, et moins de stockage inter-saisonnier, ce qui induit une amélioration des rendements des stockages sollicités<sup>8</sup> et une diminution des pertes associées de 19 TWh pour le scénario central, soit de 41% de diminution des pertes par rapport au scénario de référence.



Pour les différents scénarios de l'étude, capacités installées des différents moyens de stockage<sup>9</sup>.

#### A retenir :

- A un horizon 2050, la production d'électricité EnR pourrait permettre de décarboner jusqu'à 150 TWh de gaz et 65 TWh de chaleur grâce au Power to X.
- L'intérêt économique de la décarbonation par les EnR électriques d'autres vecteurs énergétiques dépend du prix du CO<sub>2</sub> :
  - en dessous de 100 €/tCO<sub>2</sub>, les débouchés P2X sont limités à la chaleur et l'hydrogène ;
  - à 300 €/tCO<sub>2</sub>, la valorisation supplémentaire en méthane (CH<sub>4</sub>) devient économiquement attractive au regard des prix de marché.

<sup>8</sup> Les technologies de conversion sollicitées nécessitent moins d'opérations que pour le stockage inter-saisonnier.

<sup>9</sup> Rendement des stockages court et moyen terme : environ 80%  
Rendement du stockage inter-saisonnier : environ 30%



- Du point de vue du système énergétique, et dans l'hypothèse d'un prix du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 300€/tCO<sub>2</sub>, les débouchés P2X présentent des gains de différentes natures :
  - techniques : une meilleure utilisation des productions EnR (baisse des pertes en écrêtement et rendement de stockage de 6 TWh et 22 TWh ; 5% de la production est ainsi mieux valorisée) ;
  - économiques : 3,5% de baisse du coût global annuel du système énergétique sur le périmètre considéré (c'est-à-dire l'électricité, la chaleur et les gaz substituables) ;
  - environnementaux : réduction de 12% des émissions de CO<sub>2</sub>.

## 3.2 Limites de l'étude

La présente étude correspond à une première approche pour analyser dans quelle mesure un développement important des énergies renouvelables peut permettre d'accompagner la décarbonation de nouveaux usages. A cet effet, elle considère les interactions entre les systèmes électriques, gaz et chaleur, en adoptant une modélisation fine et détaillée de l'ensemble de ces systèmes (pas de temps horaire et maillage régional notamment). L'exercice appelle néanmoins certaines hypothèses simplificatrices – en plus de celles de l'étude (ADEME, 2015) - dont les plus notables sont explicitées ci-après.

- L'étude n'a pas vocation à proposer un scénario, ni une trajectoire pour parvenir au contexte étudié pour l'horizon 2050 ; c'est un approfondissement de l'étude (ADEME, 2015) visant à introduire la décarbonation de davantage d'usages énergétiques.
- L'étude ne considère pas les impacts, positifs ou négatifs, sur un certain nombre de critères macro-économiques, locaux, sociaux et environnementaux<sup>10</sup> comme la biodiversité, les polluants atmosphériques, les conflits d'usages, les sols, les paysages, etc.
- Les effets des différents niveaux de taxes carbone considérés n'ont été envisagés que sur le périmètre de l'étude sans prendre en compte les impacts collatéraux comme une éventuelle augmentation des usages électriques, les opportunités que de telles taxes pourraient éventuellement générer pour les technologies de captage et de stockage du dioxyde de carbone, ou encore les conséquences de cette taxe sur les autres secteurs de l'économie ou sur les recettes de l'Etat.
- Les opportunités commerciales d'import/export d'hydrogène (et les éventuelles relocalisations industrielles qui pourraient en résulter) n'ont pas été considérées.
- Le résultat d'optimisation est nécessairement corrélé aux hypothèses d'entrée du modèle (coûts et périmètre technologique notamment). Par exemple, les résultats exposant une sollicitation limitée du « Power to H<sub>2</sub> » sont la conséquence directe des hypothèses retenues, plutôt conservatrices sur la taille du gisement accessible (le gisement de l'hydrogène industriel n'a par exemple pas été considéré).

---

<sup>10</sup> A l'exception des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'énergie.



De nombreuses perspectives d'approfondissement sont donc envisageables suite à cette étude ; on notera par exemple :

- la prise en compte, dans le critère de l'optimisation, des trajectoires de transition pour parvenir au contexte étudié ;
- l'étude du cadre légal et réglementaire permettant la réalisation de tels mix énergétiques ;
- l'optimisation de la répartition des énergies finales, notamment pour la mobilité (électricité, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, biocarburants) ;
- la réalisation d'analyses de rentabilité pour les différents acteurs des systèmes énergétiques considérés.

### 3.3 Auteurs

Le pilotage de l'étude a été réalisé par l'ADEME. Il a mobilisé les personnes suivantes :

- Anne-Laure Dubilly, ingénieur au service Réseaux et Energies Renouvelables
- Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Energies Renouvelables
- David Marchal, directeur-adjoint Productions et Energies Durables
- Luc Bodineau, Loïc Antoine et Aïcha El Khamlichi, ingénieurs au service Recherche et Technologies Avancées

L'ADEME a confié la réalisation de l'étude à Artelys.

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet (Artelys) : Laurent Fournié
- Chef de projet (Artelys) : Alice Chiche
- Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, optimisation de systèmes énergétiques, calculs économiques (Artelys) : Arthur Bossavy, Pierre Attard

\* \* \*

**Artelys** est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.



## 4. Présentation de l'étude

### 4.1 Problématique

L'objet de la présente étude est d'évaluer dans quelle mesure et sous quelles conditions – en termes de technologies sollicitées et également de signaux économiques – l'électricité issue d'un mix 100% renouvelable peut participer à la décarbonation d'autres secteurs énergétiques. L'impact de ces opportunités de décarbonation sur le dimensionnement et la structure du mix électrique (notamment la puissance et la nature des EnR installées) est également évalué. Cette étude s'inscrit dans le prolongement de celle d'un mix électrique 100% renouvelable à l'horizon 2050, décrit exhaustivement dans l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations : Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 » - référencée par la suite (ADEME, 2015) -, dont le périmètre était essentiellement électrique.

### 4.2 Périmètre

A l'instar de l'étude (ADEME, 2015), les analyses portent sur un horizon 2050 et sont fondées sur une optimisation du mix électrique (parc de production et de stockage) effectuée parallèlement à une simulation de la gestion optimisée, sur un an et au pas de temps horaire, de ce mix électrique. Le critère d'optimisation pris en compte consiste à minimiser le coût de fourniture de l'électricité pour la collectivité. A ce titre, les capacités d'échange inter-régionales sont optimisées au même titre que le reste du mix électrique. La granularité géographique retenue est identique à celle de l'étude (ADEME, 2015), à savoir celle des anciennes régions administratives françaises.

En outre, dans le cadre de la présente étude, on optimise – simultanément à l'optimisation du mix et de sa gestion et toujours selon le critère de minimisation des coûts – les opportunités de décarbonation, par l'électricité d'une partie des demandes de chaleur et de gaz. Cela se traduit par une potentielle augmentation de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale. Plus précisément, on considère que l'électricité (via le Power to X ; PtoX) peut contribuer à décarboner les usages suivants :

- usages thermiques<sup>11</sup>, via des technologies « Power to Heat » (PtoH) :
  - consommation des réseaux de chaleur urbains,
  - consommation industrielle basse température ;
- usages gaz, avec substitution de gaz naturel par du gaz de synthèse, via des technologies « Power to Gas » (PtoG) :
  - méthane pour mobilité, chauffage et industrie,
  - hydrogène pour mobilité.

Ainsi, dans chaque région, on optimise le mix de production thermique, pour lequel les technologies « Power to Heat » considérées (pompes à chaleur et résistances) sont mises en concurrence avec des producteurs de chaleur (chaudières biomasse et gaz). Comme pour le

---

<sup>11</sup> La demande de chaleur approvisionnable par les technologies de type « Power to Heat » n'englobe pas la totalité de la demande thermique ; notamment, dans le secteur de l'industrie, on ne suppose possible de substituer du « power to heat » à des combustibles fossiles que pour les segments basse-température, à savoir ceux de la chimie, du papier-carton et de l'agro-alimentaire.





secteur électrique, une gestion optimisée de la production et du stockage thermique est simulée simultanément, pour satisfaire un équilibre entre l'offre et la demande au pas de temps horaire. Une description plus précise des modalités d'optimisation des mix thermiques est fournie au paragraphe 5.4.1.

Les contraintes temporelles entre la consommation et l'approvisionnement en gaz ne sont quant à elles pas prises en compte ; seul un équilibre annuel est imposé. Le réseau de gaz n'est pas représenté ; les échanges de gaz entre les régions peuvent être réalisés sans contrainte.

*Remarque : Cette hypothèse d'échange sans contrainte repose d'une part sur des vérifications du dimensionnement du réseau de gaz effectuées dans le cadre de l'étude (ADEME, 2015) et d'autre part sur une démarche de simplification dans le cas de l'hydrogène, au regard des faibles volumes déplacés.*

Le modèle réalise un arbitrage entre l'achat de gaz fossile sur le marché (à un prix incluant son contenu CO<sub>2</sub>) et sa production par électrolyse, puis méthanation pour le CH<sub>4</sub>, processus auxquels des coûts capacitaires d'installation et de maintenance sont associés<sup>12</sup>.

Dans cette étude, les capacités d'électrolyse et de méthanation peuvent être utilisées à deux fins : soit pour produire du gaz décarboné fléché vers des usages gaz ; soit pour un service de stockage inter-saisonnier pour le système électrique, sous la forme de « Power to Gas to Power ». La possibilité de stocker directement de l'hydrogène sur le réseau de gaz est également considérée (en tenant compte une contrainte physique d'injection maximale).

Par la suite, le terme de « P2G » sera utilisé pour faire référence aux installations dont les débouchés sont fléchés vers des usages gaz. On réservera le terme « P2G dédié au stockage inter-saisonnier » aux installations (électrolyseurs + méthaneurs) du stockage inter-saisonnier, dont la production de gaz est fléchée vers les turbines à combustion (ou G2P).

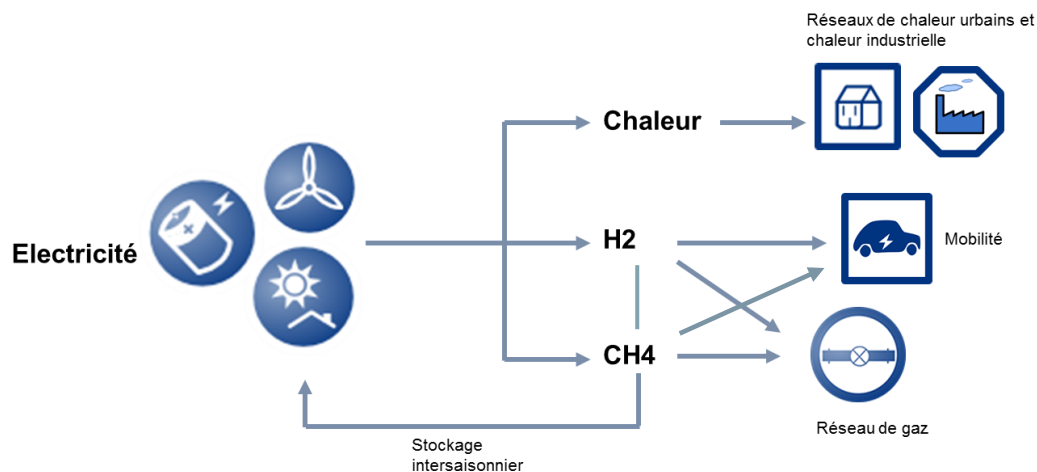
Les volumes de demande à approvisionner pour chaque vecteur énergétique (électricité, chaleur et gaz) sont fixés en amont de l'étude, et ne sont donc pas le résultat d'une optimisation. Plus précisément, pour chaque vecteur, le volume de demande considéré est le résultat d'hypothèses concernant le mix des équipements installés chez les consommateurs.

---

<sup>12</sup> Si aucune contrainte temporelle n'est fixée pour le gaz, l'équilibre horaire électrique est quant à lui imposé ; les capacités installées des électrolyseurs et méthaneurs sont ainsi tributaires du profil horaire de l'électricité à convertir.







Crédits icônes : © Artelys Crystal

Figure 1 : l'électricité 100% renouvelable peut venir satisfaire des débouchés chaleur et gaz via les technologies de P2X.

- Pour la chaleur, les débouchés sont limités à la chaleur basse température.
- Pour l'hydrogène, la mobilité ainsi que l'injection directe sur le réseau de gaz naturel sont modélisés.
- Pour le méthane, on modélise une injection sur le réseau de gaz. Le méthane issu du P2X vient également alimenter le stockage inter-saisonnier électrique (avec re-transformation en électricité par turbines à combustion).

La Table 1 donne les volumes énergétiques des gisements potentiels théoriques maximums du P2X. Pour les définir, on s'appuie sur le contexte 2050 de l'étude (ADEME, 2013). La définition des gisements respecte les deux critères technologiques suivants :

- une limitations des technologies de P2H aux basses températures,
- des règles concernant la substitution avec d'autres énergies renouvelables identifiées dans l'étude (ADEME, 2013).

Dans le cadre du second critère, la modélisation est paramétrée de sorte à exclure la substitution du biogaz injecté sur le réseau de gaz - selon les volumes identifiés dans (ADEME, 2013) - par du gaz issu du P2G. Par ailleurs, la présente étude considère que la part de chaleur issue des Usines d'Incinération d'Ordures Ménagères (UIOM) et celle issue de la chaleur fatale, telles que définies et quantifiées dans (ADEME, 2013), est intangible. De fait, la part complémentaire en EnR est ré-optimisée et ciblée à d'autres usages pour mesurer la contribution possible du P2H :

- la chaleur des réseaux de chaleur urbains hors part produite par les Usines d'Incinération des Ordures Ménagères et hors part chaleur fatale,
- la chaleur basse température dans l'industrie non raccordée aux réseaux de chaleur.

Dans la Table 1 ci-dessous, les termes suivants sont utilisés :

- TWhth : désigne les quantités d'énergie thermique (TWh thermiques)
- TWhg : désigne les quantités d'énergie gaz (TWh gaz)

Dans la table 1, la quantité de CH<sub>4</sub> n'inclut pas le CH<sub>4</sub> produit et stocké dans le cadre du stockage inter-saisonnier destiné notamment à passer les périodes de l'année à forte consommation d'électricité (via les turbines à combustion). Cette quantité de CH<sub>4</sub> destinée au stockage inter-saisonnier est plutôt associée au système électrique car elle vient en soutien à la production électrique. Elle est incluse entre 0 et 37 TWh en fonction des scénarios de prix



de la tonne CO<sub>2</sub>. A ceci s'ajoute une injection d'hydrogène de l'ordre de 10TWh, quel que soit le scénario de prix de la tonne CO<sub>2</sub>. Au total ce sont respectivement 46, 25 et 11 TWh de CH<sub>4</sub> et d'hydrogène qui sont destinés au stockage inter-saisonnier, pour les scénarios 100€/tCO<sub>2</sub>, 300€/tCO<sub>2</sub> et 1000€/tCO<sub>2</sub>.

Table 1 : Gisements théoriques maximums pour les débouchés P2X

	Le P2X peut se substituer aux gisements indiqués ci-dessous. Les volumes indiqués constituent le potentiel théorique maximum.	
<b>Chaleur</b>	Chaleur des réseaux de chaleur urbains, hors part produite par les Usines d'Incinération des Ordures Ménagères et hors part chaleur fatale	50 TWh <sub>th</sub>
	Chaleur basse température dans l'industrie non raccordée aux réseaux de chaleur	15 TWh <sub>th</sub>
<b>CH<sub>4</sub></b>	Gaz naturel fossile et gaz issu de la gazéification de biomasse (B2G) injectés sur le réseau de gaz, hors stockage intersaisonnier. On n'empiète pas sur les 79 TWh de biogaz injectés définis pour 2050 dans les Visions de l'ADEME. Cela revient à couvrir les usages (gaz) chauffage, industrie et l'ensemble de la mobilité thermique (hors véhicules hybrides) tels qu'identifiés dans les visions de l'ADEME.	149 TWh <sub>g</sub>
<b>H<sub>2</sub></b>	En dehors de son injection directe sur le réseau de gaz, le H <sub>2</sub> vient alimenter des débouchés « mobilité ». Une quantité de l'ordre de 10 TWh d'hydrogène est également produite par P2H dans chacun des scénarios de prix de la tonne CO <sub>2</sub> (voir 5.4.3), puis injectée dans le réseau de gaz et ainsi mélangée au CH <sub>4</sub> au titre du stockage inter-saisonnier.	6 TWh <sub>g</sub>

### 4.3 Cas d'études et nomenclature des cas

Les impacts et opportunités liés à la valorisation d'électricité renouvelable en d'autres énergies sont analysés dans le présent rapport pour différentes projections de prix du CO<sub>2</sub>, à savoir 100 €/t, 300€/t et 1 000 €/t, qui constituent l'hypothèse structurante de trois différents scénarios. Le choix de ces valeurs se justifie en partie de la manière suivante :

- 100€/t est la valeur de référence de l'étude (ADEME, 2015). A ce montant, le prix du CO<sub>2</sub> n'a que peu d'incidence en termes de production. Il convient par ailleurs de rappeler que la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte de 2015 impose un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t à l'horizon 2030.
- Le scénario incluant un prix de la tonne CO<sub>2</sub> à 300€ est retenu comme base du scénario dit « scénario central ».
- La valeur 1000€/t est choisie suffisamment élevée pour rentabiliser la quasi-intégralité des débouchés de conversion de l'électricité en gaz : elle constitue un scénario dit « aux limites ».

Les résultats obtenus, notamment le mix électrique optimisé, sont comparés à ceux du cas sans débouché « Power to Gas » ou « Power to Heat ». Il s'agit du cas de référence de l'étude (ADEME, 2015). Dans la suite du rapport, on retiendra la nomenclature « scénario de référence » pour le désigner.



## 5. Enseignements de l'étude

### 5.1 Des débouchés importants pour la valorisation d'électricité renouvelable en France

La partie 5.1 présente les résultats du scénario « aux limites » ayant comme hypothèse une tonne de CO<sub>2</sub> à 1 000€. Elle présente les interactions des systèmes électricité-gaz-chaleur poussées à leur extrême.

#### 5.1.1 La production d'électricité renouvelable peut permettre de décarboner jusqu'à 155 TWh de gaz et 18 TWh de chaleur

Il s'agit ici d'étudier le potentiel de valorisation d'électricité renouvelable en chaleur et en gaz, dès lors qu'est introduite une contrainte économique forte à travers un prix du CO<sub>2</sub> élevé de 1 000 €/t (constitutif du scénario « aux limites »). Un tel contexte favorise en effet la décarbonation du mix énergétique par les sources d'électricité renouvelables, non émettrices de CO<sub>2</sub>. Dans ce contexte, on observe notamment une valorisation importante de l'électricité en gaz, avec saturation des gisements théoriques estimés, soit une production de 6 TWh<sub>g</sub> de H<sub>2</sub> et de 149 TWh<sub>g</sub> de CH<sub>4</sub> (issus respectivement de la valorisation, avant application des rendements des technologies de P2G, de 8 TWh et 186 TWh d'électricité). Pour rappel, le stockage de CH<sub>4</sub> et de H<sub>2</sub> destiné à soutenir le système électrique dans le cadre du stockage dit inter-saisonnier n'est pas comptabilisé dans ces quantités de gaz.

L'étude suppose une demande de chaleur basse température de 78 TWh<sub>th</sub>, dont 17% (13 TWh) est approvisionnée par de la chaleur fatale et de la chaleur issue des Usines d'Incinération d'Ordures Ménagères. La demande à satisfaire avec du gaz, de la biomasse ou du « Power to Heat » (résistances et PAC) est donc égale à la différence d'énergie, soit 65 TWh<sub>th</sub>. Dans le cadre d'un prix du CO<sub>2</sub> à 1 000 €/t, l'approvisionnement de la chaleur par du « Power to Heat » représente 27% de ces 65 TWh<sub>th</sub> i.e. 18 TWh<sub>th</sub> - soit 9 TWh électriques valorisés du fait des rendements du P2H (de l'ordre de 1 pour les résistances et 3 pour les pompes à chaleur).



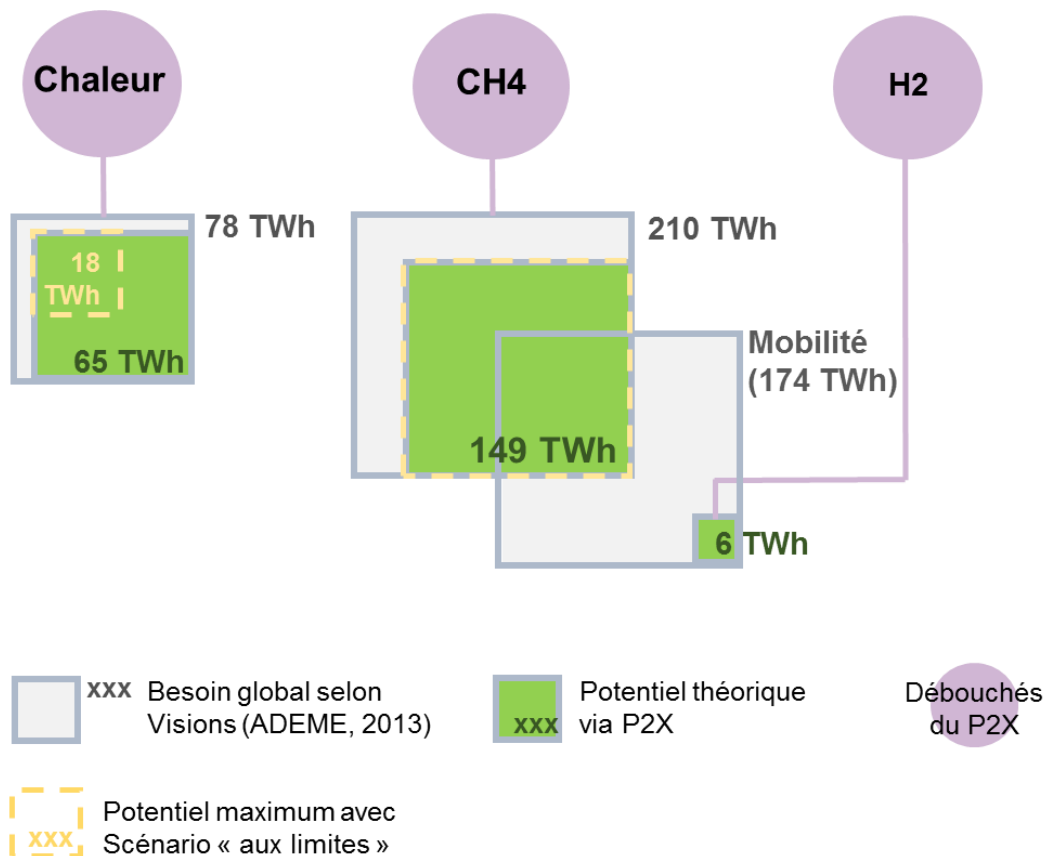


Figure 2 : Potentiels théoriques, et potentiels « aux limites » rapportés aux volumes de demande chaleur et CH<sub>4</sub> identifiés dans les Visions de l’ADEME. Pour le CH<sub>4</sub> et le H<sub>2</sub>, il y a équivalence des potentiels théoriques et « aux limites ».

Remarques sur la Figure 2 :

1. Le besoin en hydrogène (hors injection directe sur le réseau de gaz) n’est pas clairement défini dans (ADEME, 2013). On le rapporte ici à la demande énergétique de la mobilité. Par ailleurs, on a transféré les 15 TWh de besoins de chaleur basse température de l’industrie du volume gaz vers le volume chaleur : dans (ADEME, 2013), ces besoins sont satisfaits par le vecteur gaz, mais dans la présente étude, on les suppose satisfaits par le vecteur chaleur.
2. Pour le H<sub>2</sub>, on compare au besoin « mobilité » des Visions (ADEME, 2013). A noter qu’une part du CH<sub>4</sub> de synthèse est fléché vers l’usage mobilité : 40% soit 60 TWh, source (ADEME, 2013).

### 5.1.2 L’augmentation de la demande électrique induit une hausse de la production PV et éolienne

La valorisation d’électricité renouvelable en gaz et en chaleur se traduit par un accroissement de la demande électrique, à hauteur de 48% (de 422 TWh à 625 TWh) dans le scénario aux limites, par rapport au scénario de référence.

Les capacités de production s’accroissent de 50% (de 195 (ADEME, 2015) à 292 GW). L’électricité supplémentaire ainsi générée provient :

- Essentiellement d’éolien et de PV (respectivement 75 TWh et 80 TWh).



- Egalement des énergies marines, non présentes dans le scénario de référence : 2 GW de capacités de production houlomotrice sont installées pour une production de 9 TWh.
- De l'accroissement de production (+7%) des centrales en cogénération au bois déjà installées.

*Remarque : La réduction des pertes (35 TWh) permet de couvrir presque entièrement la demande supplémentaire restante<sup>13</sup>.*

### 5.1.3 Un potentiel d'économies de CO<sub>2</sub> important

Le gain potentiel en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> s'élève entre 31 Mt et 33 Mt par an. La grande majorité de ces économies (28 Mt) provient des économies réalisées lors de la substitution du gaz naturel par du gaz de synthèse : en effet le procédé de méthanation consomme du CO<sub>2</sub> de telle sorte que l'ensemble du cycle de production et de consommation de CH<sub>4</sub> de synthèse possède un bilan CO<sub>2</sub> neutre .

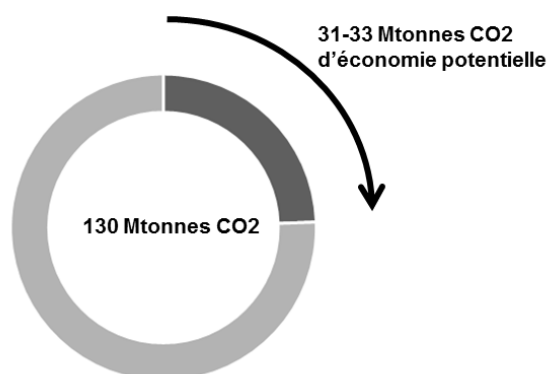
A ces économies s'ajoutent potentiellement 2 Mt de gains de CO<sub>2</sub> supplémentaires associés à la production de H<sub>2</sub> par électrolyse, selon que l'on estime que le procédé d'électrolyse permet ou non l'économie de CO<sub>2</sub><sup>14</sup>. Enfin, 3 Mt de CO<sub>2</sub> par an peuvent être économisés du fait de la moindre utilisation de combustible gaz (17 TWh<sub>g</sub>/an) dans un système chaleur incluant du « Power to Heat »<sup>15</sup> (P2H).

A titre de comparaison les projections d'émissions de CO<sub>2</sub> totales des visions Ademe devraient être de l'ordre de 130 Mt/an, d'après (ADEME, 2013), alors qu'elles s'élevaient à 525 Mt/an en 1990.

Il convient de préciser que le CO<sub>2</sub> émis par ailleurs pour la construction des équipements nécessaires à la production du gaz de synthèse n'est pas intégré dans les résultats présentés.

#### Gain environnemental CO<sub>2</sub>

**24%** d'économie sur les tonnes CO<sub>2</sub> émises, par substitution aux énergies fossiles



<sup>13</sup> Les pertes sont liées au surplus non valorisé et aux rendements des stockages ; voir la section 5.3.1 pour plus de détails.

<sup>14</sup> Si la mobilité H<sub>2</sub> vient se substituer à une mobilité électrique 100% renouvelable, le gain CO<sub>2</sub> est nul. Mais si l'on vient se substituer à du carburant diesel, on économise environ 300 kg CO<sub>2</sub>/MWh. Cette dernière valeur correspond également au contenu CO<sub>2</sub> de la production d'hydrogène par des procédés fossiles.

<sup>15</sup> Un système chaleur dans lequel n'intervient pas de P2H, et vis-à-vis duquel est comparée la consommation de combustible gaz, est décrit en section 5.4.1.



### 5.1.4 La décarbonation réduit les coûts de consommation de combustibles et augmente ceux des infrastructures

L'opération combinée des mix électrique, chaleur et gaz est à l'origine d'un transfert de coûts et gains entre ces mix, et permet de générer des économies d'un point de vue du système énergétique global (électricité, chaleur et gaz). Ces transferts peuvent être observés en Figure 3.

Les coûts supplémentaires sont issus de :

- La valorisation d'électricité renouvelable en chaleur et en gaz, qui fait porter au système électrique la quasi-totalité des surcoûts. Ces derniers proviennent principalement des investissements liés aux capacités de production supplémentaires. On les évalue ici à 11.9 Mds €/an.
- Les investissements dans les installations de P2H et P2G, soit respectivement environ 140 M €/an et 3.8 Mds €/an<sup>16</sup>.

Les économies générées proviennent :

- Du système chaleur, qui bénéficie d'une économie de combustibles de près de 1.1 Mds €/an<sup>17</sup>.
- De la production de gaz de synthèse, qui génère un gain pour le système évalué à 35.3 Mds €/an.

Ces économies intègrent la valorisation des tonnes de CO<sub>2</sub> non émises du gaz fossile économisé<sup>18</sup>.

On estime ainsi le bénéfice net pour le système énergétique à 21 Mds €/an, par rapport au scénario de référence (le détail est présenté sur la Table 2).

Sans comptabiliser les bénéfices inhérents aux économies de CO<sub>2</sub>, le système porte un surcoût global de 7 Mds €/an<sup>19</sup>, ce qui ramené aux économies annuelles d'émissions (entre 31 et 33 Mt/an) permet d'estimer un coût moyen de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée compris entre 223 €/t et 236 €/t.

Table 2 : Décomposition des coûts du scénario aux limites

Mds €/an	Scénario de référence	Scénario « aux limites »
<b>Coût des EnR électriques</b>	32.65	44.55
<b>Coût du réseau électrique</b>	13.36	13.84
<b>Coût du stockage pour le système électrique</b>	3.97	3,00
<b>Coût de la flexibilité de la demande</b>	0,45	0,45

<sup>16</sup> Pour le calcul des coûts du P2G (hors partie attribuable au stockage inter-saisonnier), on applique une méthode d'évaluation estimée détaillée en annexe.

<sup>17</sup> 300 M€/an découlent des économies de CO<sub>2</sub>, 100 M€/an sont issus des économies de bois non consommé et 700 M€/an sont issus du gaz non consommé.

<sup>18</sup> Dans une optique conservatrice, pour ce calcul, on se place dans la fourchette basse du contenu CO<sub>2</sub> de l'hydrogène, à savoir un contenu CO<sub>2</sub> nul. La fourchette haute (production du H<sub>2</sub> avec du gaz fossile) ajoute 1.8 Mds €/an d'économies.

<sup>19</sup> Ce surcoût est calculé en comparant les coûts des deux systèmes, sans y intégrer de coût du CO<sub>2</sub>.



<b>Coût des installations de P2H</b>	0,03 <sup>20</sup>	0.17
<b>Coût des installations de P2G</b>		3.81
<b>Gain de la vente de chaleur P2H</b>	0,05	1.04
<b>Gain de la vente de gaz P2G</b>		35.28
<b>Bilan du scénario</b>	50,41	29,5

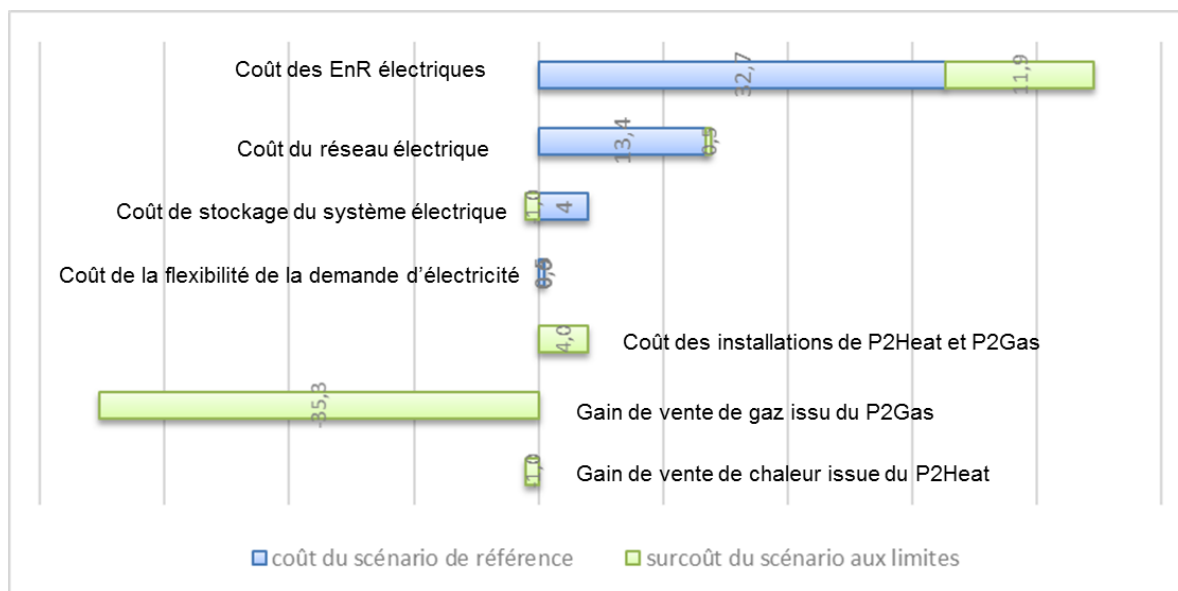


Figure 3 : Evolution des coûts (Mds€/an) entre le scénario de référence et le scénario aux limites

## 5.2 L'intérêt économique de la décarbonation par les EnR électriques dépend du prix du CO<sub>2</sub>

Les opportunités de valorisation en chaleur et en gaz sont liées au prix du CO<sub>2</sub>. En effet la chaleur issue du P2H et les gaz de synthèse issus du P2G viennent en compétition avec les productions conventionnelles (gaz fossile et bois pour la chaleur, gaz fossile pour le gaz) dont ils viennent en substitution. Ces derniers (hormis le bois) ont des prix qui augmentent avec le prix du CO<sub>2</sub>.

Le prix de vente des gaz fossiles en fonction du prix du CO<sub>2</sub> est présenté dans la Table 3. On considère que les gaz de synthèse, H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>, sont vendus à ces niveaux de prix (c'est un maximum de prix de vente pour rester compétitif).

Il est à noter que :

- Le contenu CO<sub>2</sub> de l'hydrogène fossile étant plus élevé que celui du gaz fossile, les gains liés aux économies de CO<sub>2</sub> sont plus importants pour la production de H<sub>2</sub> de synthèse que pour celle de CH<sub>4</sub>, ce qui explique la plus grande sensibilité de son prix à celui du CO<sub>2</sub>.

<sup>20</sup> Dans le scénario de référence, on avait en effet déjà du P2H, mais sur des débouchés plus restreints, et correspondant à une projection technologique différente et à une modélisation moins fine, que dans la présente étude.



- La production d'hydrogène est valorisée sur le marché à un prix en général bien supérieur à celui du méthane<sup>21</sup>.

Table 3 : prix des gaz de synthèse sur le marché en fonction du prix du CO<sub>2</sub> (en €/MWh). Le prix de l'hydrogène est donné sous la forme d'un intervalle, selon que l'on comptabilise ou non le contenu CO<sub>2</sub> de ce dernier.

Prix du CO <sub>2</sub> €/t	Prix du H <sub>2</sub> (€/MWh)	Prix du CH <sub>4</sub> (€/MWh)
100	200 à 230	60
300	200 à 290	98
1 000	200 à 500	229

### 5.2.1 Pour que la valorisation vers d'autres usages soit significative, le prix du CO<sub>2</sub> doit dépasser 100 €/t

Pour un prix de 100 €/t CO<sub>2</sub>, correspondant à celle utilisée dans (ADEME, 2015), la valorisation de l'électricité renouvelable en chaleur et en gaz reste limitée. On observe ainsi une augmentation de 4% de la demande d'électricité (de 422 TWh à 440 TWh – soit 18 TWh d'électricité fléchés vers des usages chaleur ou gaz) et de 3% des capacités de production d'électricité (de 195 GW à 201 GW).

Table 4 : Volume d'électricité complémentaire pour production de gaz et de chaleur via P2X

TWh	Scénario de référence	Scénario 100 €/tCO <sub>2</sub>
Demande électrique fléchée vers des usages électriques	422	422
Demande électrique supplémentaire, fléchée vers le P2H	0	10 TWh <sub>e</sub> – transformés en 22 TWh <sub>th</sub> <sup>22</sup>
Demande électrique supplémentaire, fléchée vers le P2H <sub>2</sub>	0	8 TWh <sub>e</sub> – transformés en 6 TWh <sub>g</sub> H <sub>2</sub>
Demande électrique fléchée vers le P2CH <sub>4</sub>	0	0

L'évolution des mix électriques observée en faisant varier le prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t à 1 000 €/t, est présentée en Figure 4. On y constate que l'augmentation des capacités vis-à-vis du scénario de référence est marginale tant que le prix du CO<sub>2</sub> reste à 100 €/t. Pour un prix de 300 €/t, la hausse des capacités de production vis-à-vis du scénario de référence est de 20% (pour une augmentation de la demande de 23%), avec un développement notable des capacités éoliennes terrestres (+13%, de 97 GW à 109 GW) et du solaire sur toitures (+91%, de 25 GW à 48 GW). Les énergies marines demeurent non suffisamment rentables pour un prix du CO<sub>2</sub> à 300 €/t, tandis qu'elles émergent à 1 000 €/t.

<sup>21</sup> Le niveau de prix de l'hydrogène fossile est en effet supposé de 230 €/MWh pour une production par des procédés fossiles, en intégrant le coût carbone. Si l'on considère de l'hydrogène produit par électrolyse (d'une électricité renouvelable), le prix de vente est de 200 €/MWh. Cette dernière hypothèse est compatible avec les scénarios ADEME de développement du vecteur hydrogène.

<sup>22</sup> Du fait des rendements du P2H (de l'ordre de 1 pour les résistances et 3 pour les pompes à chaleur).





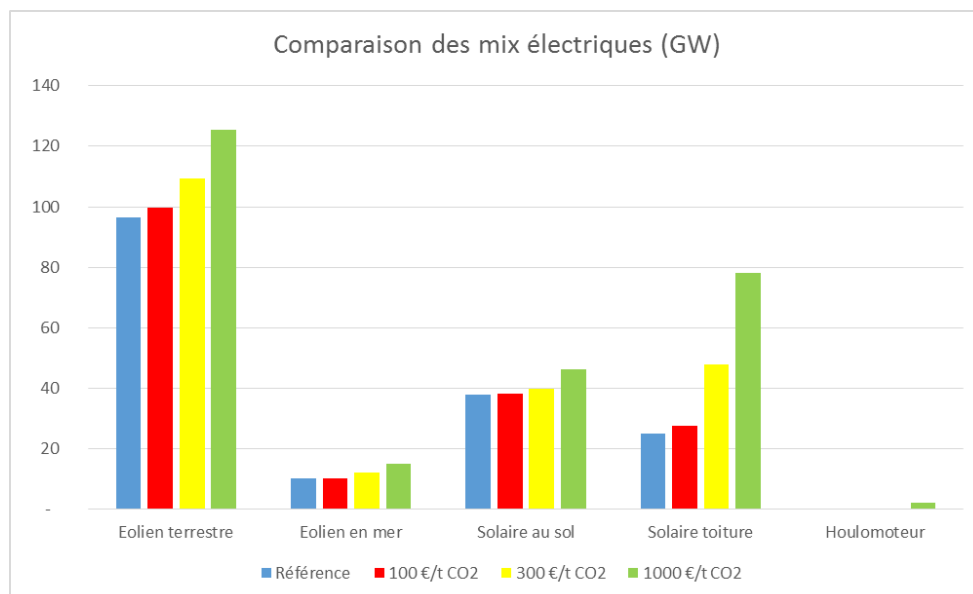


Figure 4 : Evolution des mix électriques lors de la valorisation en chaleur et en gaz de la production renouvelable, pour différents prix du CO<sub>2</sub>. Les capacités des autres filières de production renouvelable (e.g. hydraulique, géothermie, biomasse, etc.) n'évoluant pas, elles ne sont pas représentées ici.

L'évolution des capacités de production installées par région est présentée sur la Figure 5 (pour le scénario de référence et celui avec P2X et un prix du CO<sub>2</sub> à 300 €/t). On y constate notamment l'augmentation de la part des capacités de PV sur toitures dans le mix de Provence-Alpes-Côte d'Azur, Rhône-Alpes et Languedoc-Roussillon qui correspondent aux trois régions pour lesquelles le LCOE<sup>23</sup> de cette technologie est le plus bas<sup>24</sup>, du fait d'un facteur de charge plus élevé. Les gisements éoliens terrestres étant saturés dans les régions à fort taux de charge (e.g. Basse- et Haute-Normandie), la pénétration de la filière s'intensifie dans le mix de régions où cette dernière présente un LCOE plus élevé (e.g. la Franche-Comté). Des cercles – rouge pour le PV et bleu pour l'éolien – mettent en évidence les régions dans lesquelles les capacités PV sur toitures et éoliennes évoluent le plus significativement.

<sup>23</sup> Acronyme anglais de *Levelized Cost of Energy* ; il s'agit du coût de l'énergie en €/MWh, qui tient compte des coûts d'investissement annualisés, des coûts annuels de maintenance, des coûts d'éventuels combustibles, de la quantité d'énergie produite annuellement par chaque technologie pour les différentes régions et des coûts de raccordement.

<sup>24</sup> Les technologies généralement moins chères (e.g. le PV au sol) disposent déjà de gisements saturés dans le scénario de référence, ou ne peuvent être installées que dans des régions (e.g. Bretagne) disposant d'un LCOE plus élevé par rapport à celui du PV sur toitures dans les trois régions considérées.



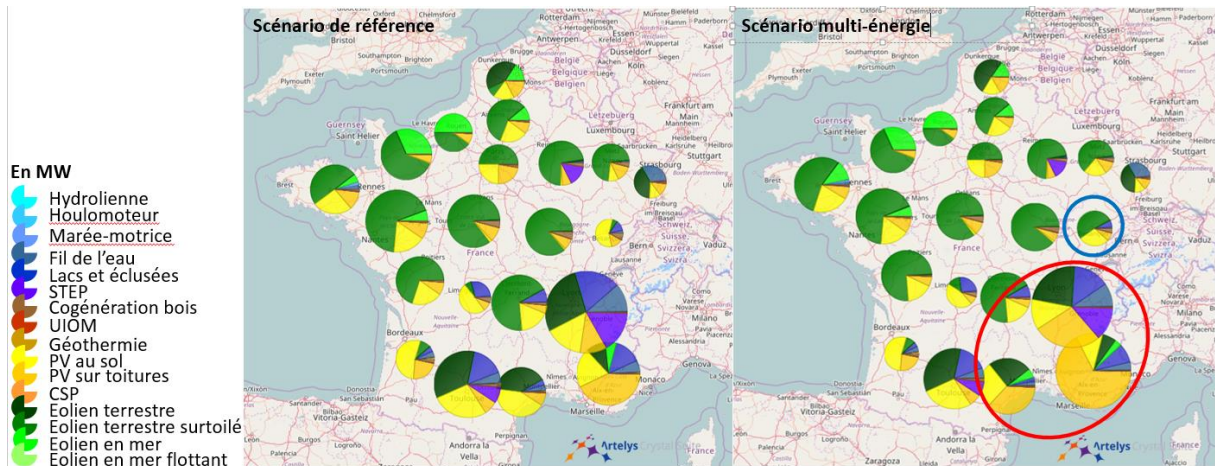


Figure 5 : Evolution de la répartition des capacités de production régionale d'électricité entre les différentes technologies. A gauche : le scénario de référence avec un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, à droite : le scénario multi-énergie avec un prix du CO<sub>2</sub> de 300 €/t.

La répartition régionale des capacités de valorisation de l'électricité renouvelable en chaleur et en gaz est présentée en Figure 6 pour le scénario central. On y observe bien la présence des infrastructures de P2G majoritairement dans les régions les plus productrices d'électricité.

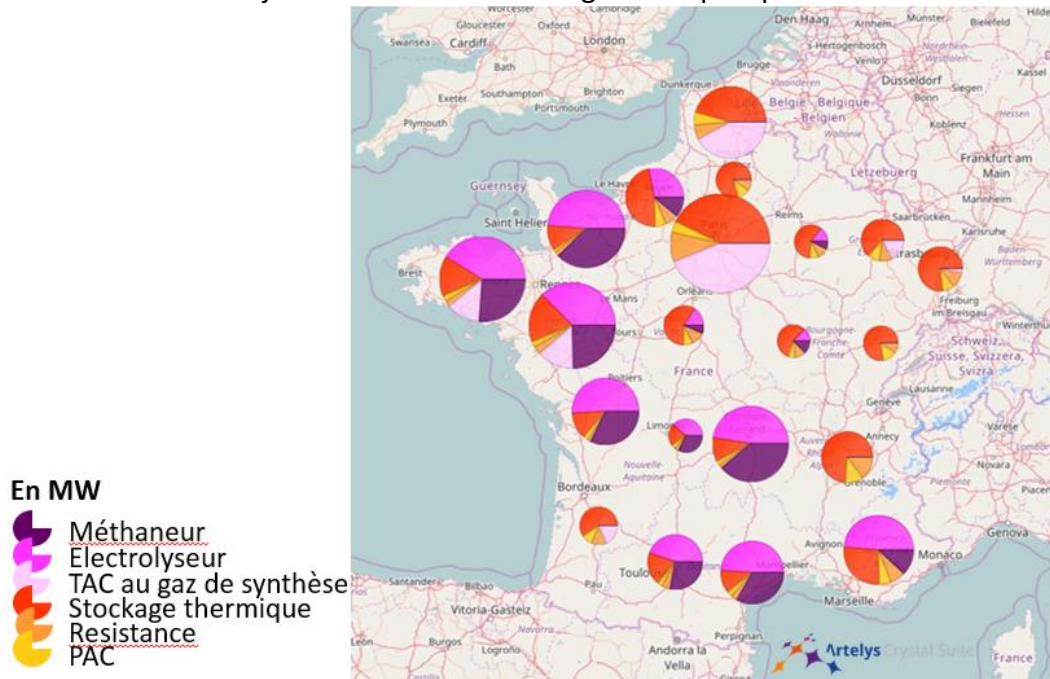


Figure 6 : Répartition régionale des capacités de valorisation en chaleur et en gaz, dans le cas 300 €/t CO<sub>2</sub>. On ne distingue pas ici les capacités P2G dédiées au P2G en tant que tel et celles dédiées au stockage inter-saisonnier.

### 5.2.2 Des débouchés P2X importants et une décarbonation associée significative pour un signal prix de 300 €/t CO<sub>2</sub>

La quantité d'électricité valorisée en chaleur et en gaz pour les différents scénarios étudiés (correspondant à différents prix du CO<sub>2</sub>) est représentée en Figure 7.

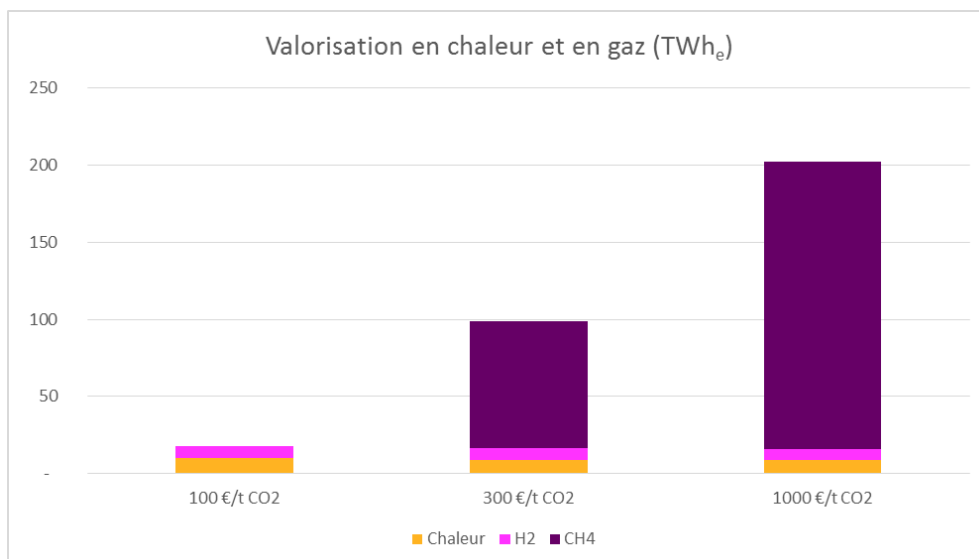


Figure 7 : Quantité d'électricité valorisée dans les débouchés chaleur et gaz, pour des scénarios présentant différents prix du CO<sub>2</sub>.

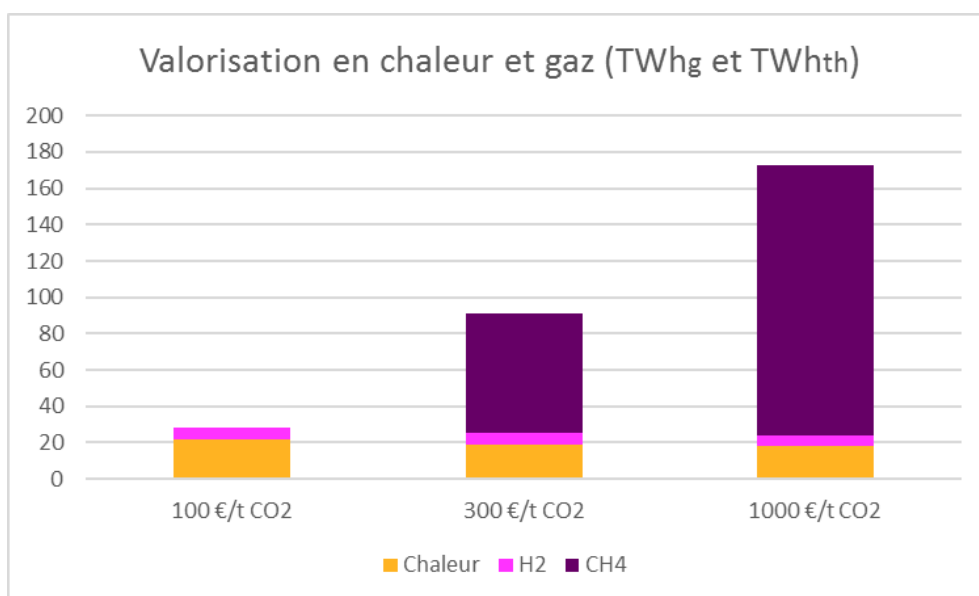


Figure 8 : Quantité de chaleur et de gaz produits par P2X, pour des scénarios présentant différents prix du CO<sub>2</sub>

Pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, 10 TWh<sub>e</sub> d'électricité sont convertis en chaleur et 8 TWh<sub>e</sub> en H<sub>2</sub>.

Pour un prix du CO<sub>2</sub> de 300 €/t, la hausse du prix de vente du gaz de synthèse est suffisante pour rentabiliser la valorisation d'électricité sous forme de CH<sub>4</sub>. Ce sont alors 82 TWh d'électricité qui sont transformés en CH<sub>4</sub>. Cette forme de valorisation se rajoute aux débouchés chaleur et H<sub>2</sub> déjà identifiés, lesquels conservent sensiblement le même niveau de production que dans le scénario à 100€/tCO<sub>2</sub> (respectivement 9 TWh<sub>e</sub> et 8 TWh<sub>e</sub>). Le processus de valorisation en H<sub>2</sub> bénéficie de coûts fixes de production inférieurs et d'un prix de vente plus élevé, que ceux liés à la production de CH<sub>4</sub> (voir Table 3). Cela assure une meilleure rentabilité de cette forme de valorisation, d'où la saturation du débouché H<sub>2</sub> (limité à 8 TWh d'électricité convertie), avant de voir émerger la production de CH<sub>4</sub>.



Table 5 : Décomposition de la demande électrique pour les différentes valorisations P2X considérées

TWh	Scénario de référence	Scénario 100 €/tCO <sub>2</sub>	Scénario 300 €/tCO <sub>2</sub> = scénario central	Scénario 1 000 €/tCO <sub>2</sub> = scénario « aux limites »
Demande électrique fléchée vers des usages électriques	422	422	422	422
Demande électrique supplémentaire, fléchée vers le P2H	0	10 TWh <sub>e</sub> – transformés en 22 TWh <sub>th</sub> <sup>25</sup>	9 TWh <sub>e</sub> – transformés en 19 TWh <sub>th</sub>	9 TWh <sub>e</sub> – transformés en 18 TWh <sub>th</sub>
Demande électrique supplémentaire, fléchée vers le P2H <sub>2</sub>	0	8 TWh <sub>e</sub> – transformés en 6 TWh <sub>g</sub> H <sub>2</sub>	8 TWh <sub>e</sub> – transformés en 6 TWh <sub>g</sub> H <sub>2</sub>	8 TWh <sub>e</sub> – transformés en 6 TWh <sub>g</sub> H <sub>2</sub>
Demande électrique fléchée vers le P2CH <sub>4</sub>	0	0	82 TWh <sub>e</sub> – transformés en 66 TWh <sub>g</sub> CH <sub>4</sub>	186 TWh <sub>e</sub> – transformés en 149 TWh <sub>g</sub> CH <sub>4</sub>

Pour la chaleur, on constate que les débouchés P2H restent globalement stables entre les différents scénarios. Le prix de la tonne CO<sub>2</sub> influe peu sur le volume de chaleur P2H produit. En effet, le P2H est en compétition en premier lieu avec la chaleur bois (au contenu CO<sub>2</sub> nul et valorisée à 26 €/MWh<sub>th</sub>), plus compétitive que la chaleur issue du gaz naturel (42 €/MWh<sub>th</sub> avant d’inclure le prix du CO<sub>2</sub> du gaz, qui ajoute à ce coût variable entre 20 et 200 €/MWh<sub>th</sub> selon les cas). On constate cependant un effet d’éviction : avec l’augmentation du prix du CO<sub>2</sub>, il devient plus intéressant d’utiliser l’électricité pour substituer du gaz fossile carboné que de la chaleur renouvelable.

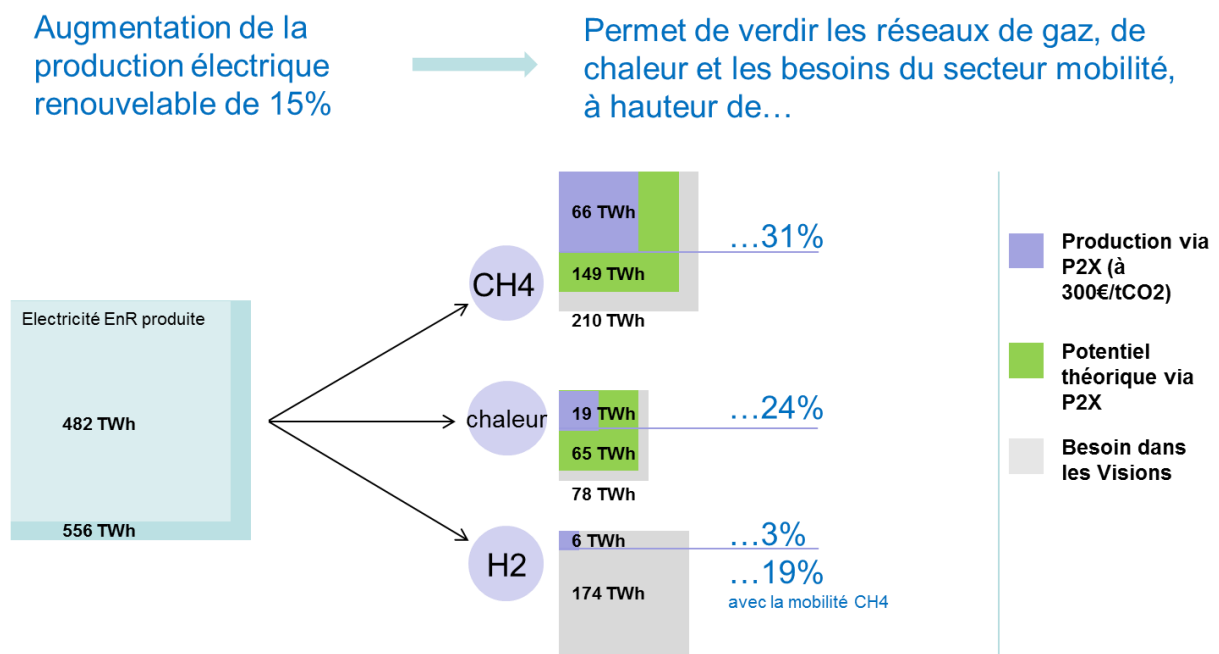


Figure 9 : Illustration du scénario central et de la part des gisements théoriques mobilisés, en proportion des besoins chaleur et CH<sub>4</sub> identifiés dans (ADEME, 2013). Pour le H<sub>2</sub>, on rapporte le volume d’hydrogène au besoin énergétique de la

<sup>25</sup> A noter que pour le P2H, le débouché le plus important est atteint pour le scénario à 100 €/tCO<sub>2</sub> ; le scénario « aux limites » n’est pas celui qui entame le plus le potentiel P2X. Toutefois, on reste sur des ordres de grandeur globalement stables entre les différents scénarios.

mobilité. Une part du CH<sub>4</sub> de synthèse est également fléché vers cet usage (40% - source : Visions de l'ADEME (ADEME, 2013)) : la contribution du CH<sub>4</sub> de synthèse pour l'usage mobilité est ainsi mentionnée.

La Figure 10 présente le seuil de rentabilité des installations de Power to Gas, en fonction du prix de l'électricité<sup>26</sup>. Plus précisément, il s'agit du nombre d'heures de fonctionnement minimum - à un prix d'électricité donné - pour que les revenus d'arbitrage sur le marché (c'est-à-dire, pour chaque MWh de gaz produit, la différence entre le prix de vente du gaz et le prix d'achat de l'électricité qui a été convertie en gaz) soient supérieurs aux coûts fixes capacitaires annuels (CAPEX et OPEX). Les graphiques correspondent à des prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t (graphique de gauche) et de 300 €/t (graphique de droite).

Ils illustrent :

- d'une part que seulement 1 000 heures de fonctionnement par an à un prix de l'électricité de moins de 100 €/MWh<sup>27</sup> sont suffisantes pour rentabiliser les installations de « Power to H<sub>2</sub> », et ce sans comptabiliser les gains potentiels supplémentaires relatifs aux émissions de CO<sub>2</sub> économisées lors de la production d'hydrogène de synthèse en substitution d'hydrogène fossile ;
- d'autre part le fait que le « Power to H<sub>2</sub> » se rentabilise toujours plus rapidement que le « Power to CH<sub>4</sub> ». En particulier, les conditions de rentabilité de la production de CH<sub>4</sub> de synthèse nécessitent, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, 2 000 heures d'achat d'électricité à prix nul, ou 5 000 heures d'achat à 30 €/MWh. Or, dans le scénario de référence, on ne dispose pas de plus de 800 h de surplus de production renouvelable non valorisée (donc un prix de l'électricité à 0) et le quantile de prix associé à 2 000 h de fonctionnement par an du système électrique s'élève à plus de 50 €/MWh.

Pour un prix du CO<sub>2</sub> de 300 €/t, le nombre d'heures seuil de rentabilité de la production de CH<sub>4</sub> de synthèse baisse significativement, ce qui permet la valorisation d'une quantité non négligeable d'électricité.

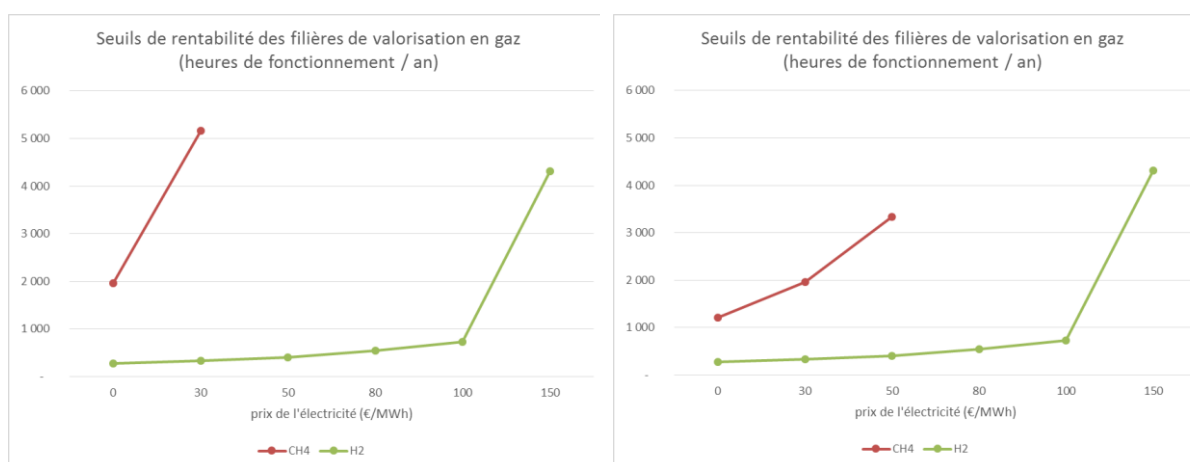


Figure 10 : Seuils de rentabilité des installations de Power-to-Gaz en fonction du prix de l'électricité, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t (à gauche) et de 300 €/t (à droite).

<sup>26</sup> Ce calcul illustratif est uniquement basé sur les données de coût.

<sup>27</sup> Le prix moyen de l'électricité du scénario de référence étant de l'ordre de 90 €/MWh.

### 5.2.3 Les transferts de valeur

L'évolution des transferts de gains du système global pour des prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, 300 €/t et 1 000 €/t est présentée en Table 6 et Figure 11<sup>28</sup>.

Table 6 : Décomposition des coûts des différents scénarios

Mds€/an	Scénario de référence	Scénario 100 €/tCO <sub>2</sub>	Scénario central	Scénario « aux limites »
<b>Coût des EnR électriques</b>	32.65	33,36	37,72	44.55
<b>Coût du réseau électrique</b>	13.36	13,4	13,64	13.84
<b>Coût du stockage pour le système électrique</b>	3.97	3,82	3,5	3,00
<b>Coût de la flexibilité de la demande</b>	0,45	0,45	0,45	0,45
<b>Coût des installations de P2H</b>	0,03 <sup>29</sup>	0,19	0,17	0.17
<b>Coût des installations de P2G</b>		<sup>30</sup>	1,48	3.81
<b>Gain de la vente de chaleur P2H</b>	0,05	1,16	1,09	1.04
<b>Gain de la vente de gaz P2G</b>		1,23	7,66	35.28
<b>Bilan</b>	<b>50,41</b>	<b>48,75</b>	<b>48,21</b>	<b>29,50</b>

<sup>28</sup> Pour le calcul des coûts du P2G hors usage pour stockage inter-saisonnier, on applique une méthode d'estimation décrite en annexe. Cette méthode n'est appliquée qu'au scénario central et au scénario aux limites, qui sont les seuls qui présentent une valorisation P2G2CH<sub>4</sub>. Pour le scénario 100 €/tCO<sub>2</sub>, les coûts P2G restent ainsi agrégés aux coûts du stockage.

<sup>29</sup> Dans le scénario de référence, on avait en effet déjà du P2H, mais sur des débouchés plus restreints, et correspondant à une projection technologique différente et à une modélisation moins fine, que dans la présente étude.

<sup>30</sup> Pour ce scénario (uniquement), les coûts des installations de P2G (uniquement du P2H<sub>2</sub>) sont inclus dans ceux du stockage. Le modèle ne distingue pas les électrolyseurs qui servent à des fins de stockage inter-saisonnier et ceux qui servent à la production d'H<sub>2</sub> pour des usages hors système électrique (mobilité).





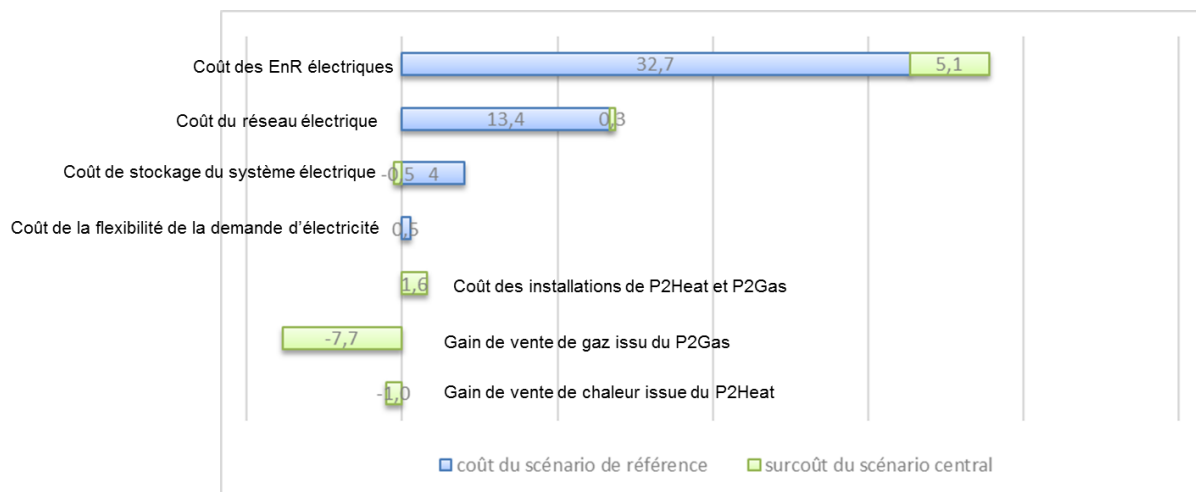


Figure 11 : évolution des coûts (Mds €/an) par rapport au scénario de référence, pour le scénario central

Pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, la légère augmentation de la production EnR permet de diminuer les capacités de stockage électrique nécessaires<sup>31 32</sup> (1.4 GW) et ainsi de réduire les coûts associés (de 200 M€/an environ et ce malgré l'accroissement des investissements liés au P2G).

Avec l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>, les débouchés multi-énergie sont à l'origine d'une dynamique de transferts de gains, avec des coûts additionnels liés à des investissements dans les capacités de production renouvelables, de chaleur et de gaz d'une part, et des économies de combustibles liés à la chaleur et des bénéfices issus de la vente de gaz de synthèse d'autre part. Les bénéfices nets du système s'établissent alors respectivement à 1.7 Mds, 2.2 Mds et 21 Mds €/an par rapport au cas de référence, pour un prix de la tonne CO<sub>2</sub> à 100 €, 300 € et 1000 €.

*Remarque : L'augmentation du prix du CO<sub>2</sub> est à l'origine d'une croissance quadratique des bénéfices du système. Cela s'explique par les effets cumulés de l'accroissement de la production de CH<sub>4</sub> et donc des économies de CO<sub>2</sub> associées, mais aussi du prix du CO<sub>2</sub> : non seulement le système réalise plus d'économies de CO<sub>2</sub>, mais en plus ce CO<sub>2</sub> économisé a une valeur financière plus importante.*

## 5.3 Intérêt environnemental des interactions multi-énergie

### 5.3.1 Les valorisations P2X, par leur flexibilité, permettent de réduire la consommation d'énergie primaire associée au stockage

Une partie de l'électricité transformée en chaleur et en gaz provient de l'amélioration du rendement global du système. En effet, lorsque le système électrique a l'opportunité de

<sup>31</sup> Pour un prix du CO<sub>2</sub> plus élevé, un transfert de capacités de stockage depuis celles de long-terme au court-terme s'opère, comme discuté dans la section ?? suivante ??.

<sup>32</sup> Le système chaleur bénéficie quant à lui de capacités de stockage thermique dont le coût capacitaire est plus faible que celui du stockage électrique. Par ailleurs, aucune contrainte temporelle n'est prise en compte dans l'étude pour le système gaz, pour lequel on présuppose que le réseau possède une capacité de stockage suffisante.



valoriser une partie de sa production en d'autres énergies, on constate non seulement une réduction des écrêtements (surplus d'énergie renouvelable produite mais non utilisée par le système), mais également une baisse de la sollicitation du stockage inter-saisonnier, ce qui induit une diminution des pertes associées<sup>33</sup>.

### 5.3.1.1 Réduction de la sollicitation du stockage inter-saisonnier et des pertes associées

La valorisation d'électricité renouvelable en chaleur et en gaz entraîne une augmentation significative des capacités de production EnR (comme cela est décrit au paragraphe 5.2.1), qui a pour conséquence la réduction des besoins de stockage de long-terme. En effet, comme on peut l'observer sur la Figure 12, la hausse globale de la production atténue la nécessité de stocker le surplus de production estivale pour répondre à la demande lors des périodes hivernales (caractérisées par une plus faible production). Cette hausse de la production, et notamment celle de la production PV, entraîne ainsi une modification structurelle des caractéristiques du parc installé de stockage ; les capacités de stockage de plus court-terme, moins cher et disposant d'un meilleur rendement, augmentent alors que diminuent celles du stockage inter-saisonnier : 3 GW en moins de Turbines à Combustion (TAC) au gaz de synthèse et 3 GW en plus de stockage de court-terme lors du passage de 100 €/t à 300 €/t de CO<sub>2</sub>. L'évolution des capacités de stockage à travers les différents scénarios étudiés est représentée en Figure 13.

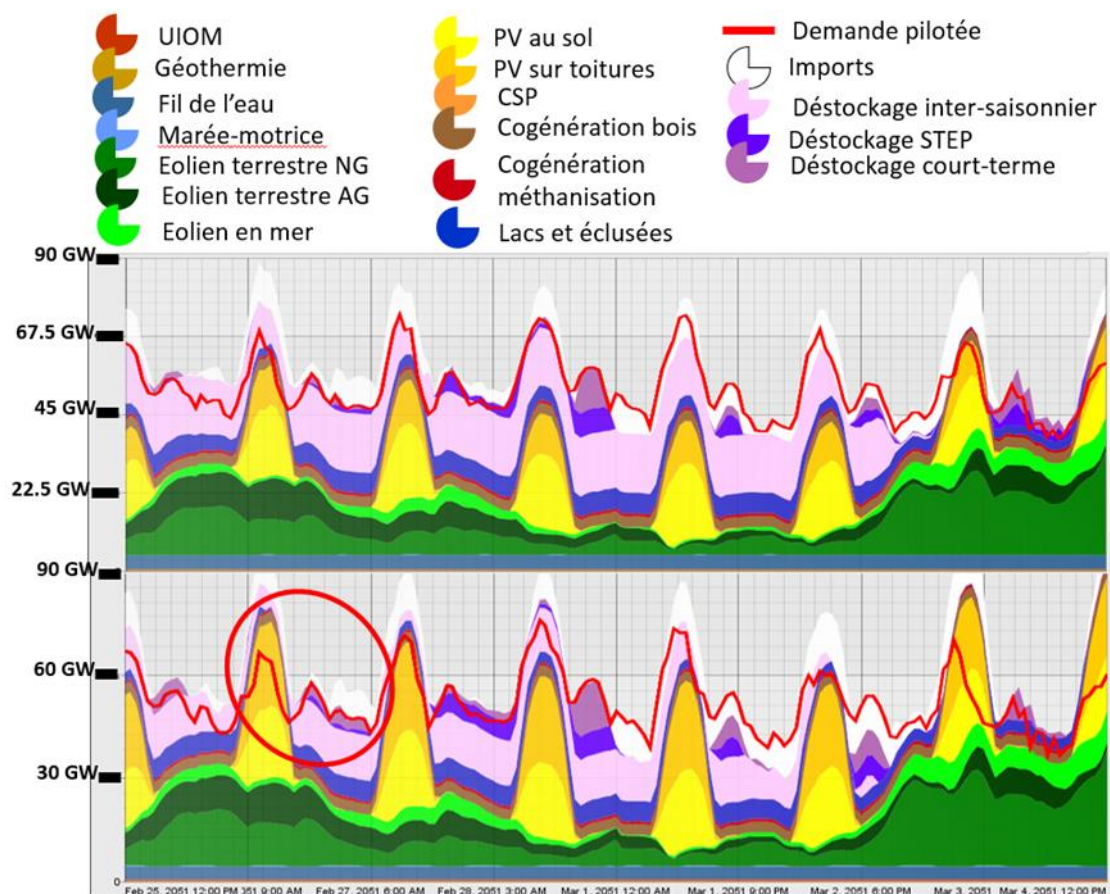


Figure 12 : Comparaison de la production lors d'une semaine froide et sans vent dans le scénario de référence (courbes du haut) et dans celui du scénario central, c'est-à-dire avec valorisation de l'électricité en chaleur et en gaz pour un prix

<sup>33</sup> Le stockage inter-saisonnier étant caractérisé par un rendement de l'ordre de 33%.





du CO<sub>2</sub> à 300 €/t (courbes du bas). Dans ce dernier scénario, on observe bien l'augmentation de la production PV sur toitures et la réduction de celle issue du stockage inter-saisonnier.

De cette transformation dans l'utilisation du stockage découle une importante réduction des pertes (Table 7) issue du moindre recours au stockage de long-terme, dont le rendement est faible (0.33, contre plus de 0.8 pour le stockage de moyen et court-terme).

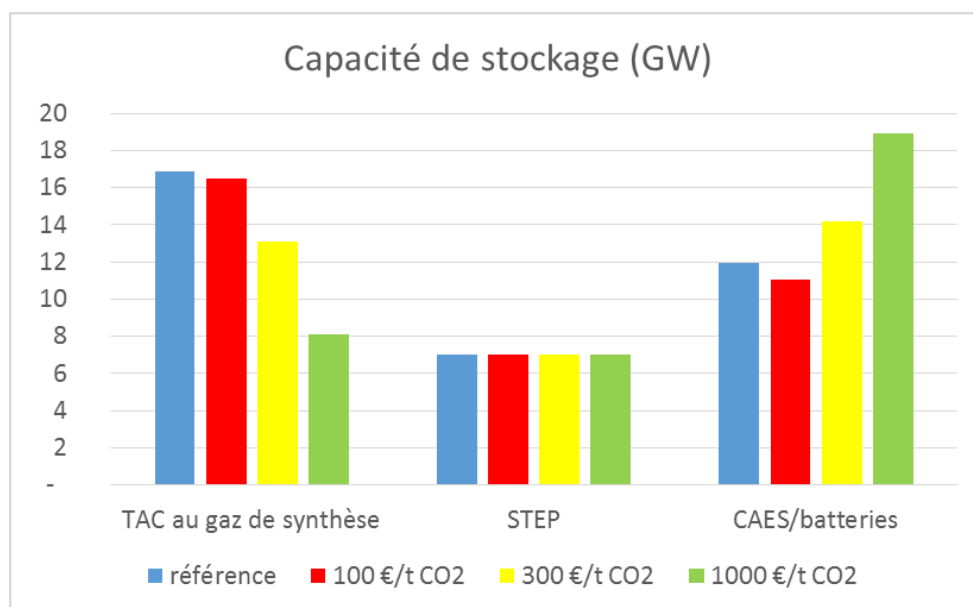


Figure 13 : Evolution des capacités de déstockage de long-terme (TAC au gaz de synthèse), moyen-terme (STEP) et court-terme (CAES/batteries), lors de la valorisation de l'électricité en chaleur et en gaz, pour différents prix du CO<sub>2</sub>.

Table 7 : Volume des pertes associées au parc de stockage (long, moyen et court terme), en TWh, par scénario

TWh	Scénario de référence	Scénario 100 €/tCO <sub>2</sub>	Scénario 300 €/tCO <sub>2</sub> = scénario central	Scénario 1 000 €/tCO <sub>2</sub> = scénario « aux limites »
Volume des pertes liées au stockage	46	44	27	16
Exprimés en % de la production EnR totale de chaque scénario	9%	9%	5%	2%

### 5.3.1.2 Origine de l'électricité valorisée en chaleur et en gaz

La Figure 14 illustre l'origine des volumes d'électricité valorisés en chaleur et en gaz, en fonction du prix du CO<sub>2</sub>. En comparaison du scénario de référence, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, on observe une réduction des pertes liées à l'écrêtement du surplus de production d'environ 5 TWh (soit environ 1/3 du volume d'électricité écrêté dans le scénario de référence), représentant 25% du total d'électricité valorisé en chaleur et en gaz. Pour un prix du CO<sub>2</sub> de 300 €/t, la réduction des pertes liées à l'écrêtement augmente et s'élève à 6 TWh, mais ne représente plus que 6% du total d'électricité valorisé en chaleur et en gaz.

Par rapport au scénario de référence, les volumes d'électricité économisés du fait de la réduction de l'usage du stockage inter-saisonnier servent à approvisionner les débouchés



chaleur et gaz à hauteur de 9% (2 TWh) à 100 €/t CO<sub>2</sub>, 19% (19 TWh) à 300 €/t CO<sub>2</sub> et 15% (30 TWh) à 1 000 €/t CO<sub>2</sub> du total d’approvisionnement.

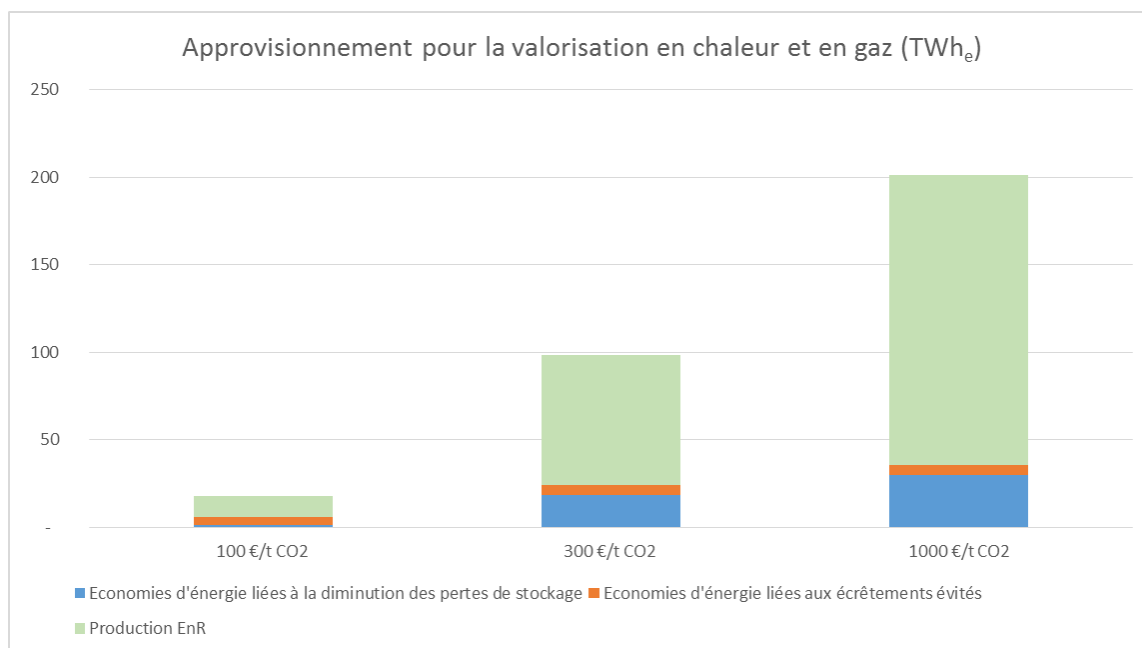


Figure 14 : Origine des volumes d’électricité valorisés en chaleur et en gaz, en fonction du prix du CO<sub>2</sub>.

Table 8 : Volume des écrêtements par scénario

TWh	Scénario de référence	Scénario 100 €/tCO <sub>2</sub>	Scénario 300 €/tCO <sub>2</sub> = scénario central	Scénario 1 000 €/tCO <sub>2</sub> = scénario « aux limites »
Volume des écrêtements	14	9	8	8
Exprimés en % de la production EnR totale de chaque scénario	3%	2%	1%	1%

### 5.3.2 La consommation d’énergie primaire fossile non renouvelable diminue fortement lorsqu’il y a interactions multi-énergie, et que le prix du CO<sub>2</sub> augmente

Dans le périmètre de la présente étude, on s’intéresse à la satisfaction de 655 TWh d’énergie finale (répartis en 64% de consommation d’électricité – 422 TWh -, 24% de gaz – 149 TWh CH<sub>4</sub> et 6 TWh H<sub>2</sub> - et 12% de chaleur – 78 TWh, incluant les productions UIOM et chaleur fatale). On constate sur la Figure 15 que l’exploitation de la synergie des réseaux diminue de l’ordre de 2% la consommation d’énergie primaire totale entre le scénario de référence et le scénario central (en passant d’une consommation de 745 à 728 TWh/an).

En augmentant le prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t à 300 €/t la consommation de gaz naturel est réduite de moitié (en totalité en passant à 1 000 €/t CO<sub>2</sub>), mais est compensée par une augmentation équivalente de la production EnR : la consommation d’énergie primaire est globalement stable.



Cependant, on constate également que l'exploitation de la synergie des réseaux réduit la consommation d'énergie primaire fossile non renouvelable de 23 TWh, et que l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub> de 100 à 300 et 1 000 €/t, permet une réduction supplémentaire de respectivement 66 et 149 TWh de gaz naturel. Ceci diminue d'autant les importations d'énergie primaire fossile non renouvelable, contribuant ainsi à l'indépendance énergétique, et à l'amélioration de la balance commerciale. Les conséquences macroéconomiques n'en ont pas été évaluées plus finement dans la présente étude.

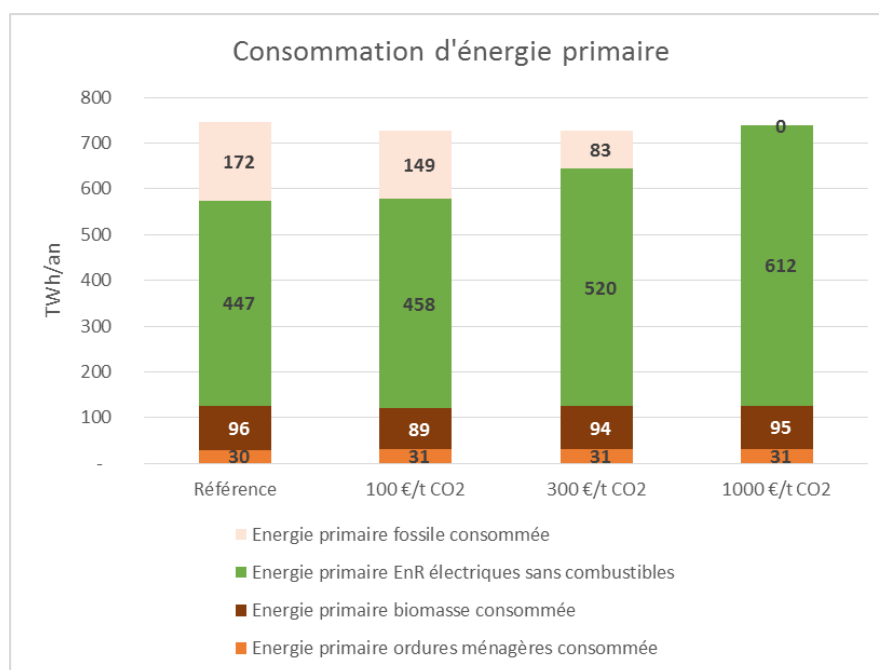


Figure 15 : Evolution de la consommation d'énergie primaire, renouvelable et non renouvelable, en fonction du prix du CO<sub>2</sub>

### 5.3.3 Economies d'émissions de CO<sub>2</sub>

L'étude de la valorisation en chaleur et en gaz de la production renouvelable a pour but d'identifier les gisements de bénéfices réalisables, aussi bien en termes économiques que d'empreinte carbone. A ce titre, l'évolution des économies d'émissions de CO<sub>2</sub> en fonction du prix du CO<sub>2</sub>, est présentée en Figure 16.

On constate dans tous les cas la possibilité de réaliser 3 Mt/an d'économies d'émissions de CO<sub>2</sub> du fait du remplacement de chaudières à gaz dans des réseaux de chaleur par du « Power to Heat »<sup>34</sup> et potentiellement 2 Mt/an supplémentaires issus de la production de H<sub>2</sub> par électrolyse<sup>35</sup>.

Pour un prix du CO<sub>2</sub> supérieur à 100 €/t, la production de méthane de synthèse permet des économies de CO<sub>2</sub> supplémentaires de 12 Mt/an à 28 Mt/an (pour des prix du CO<sub>2</sub> de respectivement 300 €/t et 1 000 €/t).

<sup>34</sup> La production de chaleur par des chaudières au bois n'est pas considérée comme étant émettrice de CO<sub>2</sub>, puisque le combustible bois est principalement issu du ramassage du surplus forestier qui, s'il n'était pas brûlé, relâcherait malgré tout du CO<sub>2</sub> lors de sa décomposition.

<sup>35</sup> L'économie de CO<sub>2</sub> n'est effective que lorsque l'électrolyse vient se substituer à des procédés émetteurs de CO<sub>2</sub>, e.g. le vaporeformage.



## Gain environnemental CO<sub>2</sub>, pour le scénario central

12% d'économie sur les tonnes CO<sub>2</sub> émises par rapport aux émissions des Visions, soit la moitié des économies accessibles par P2X

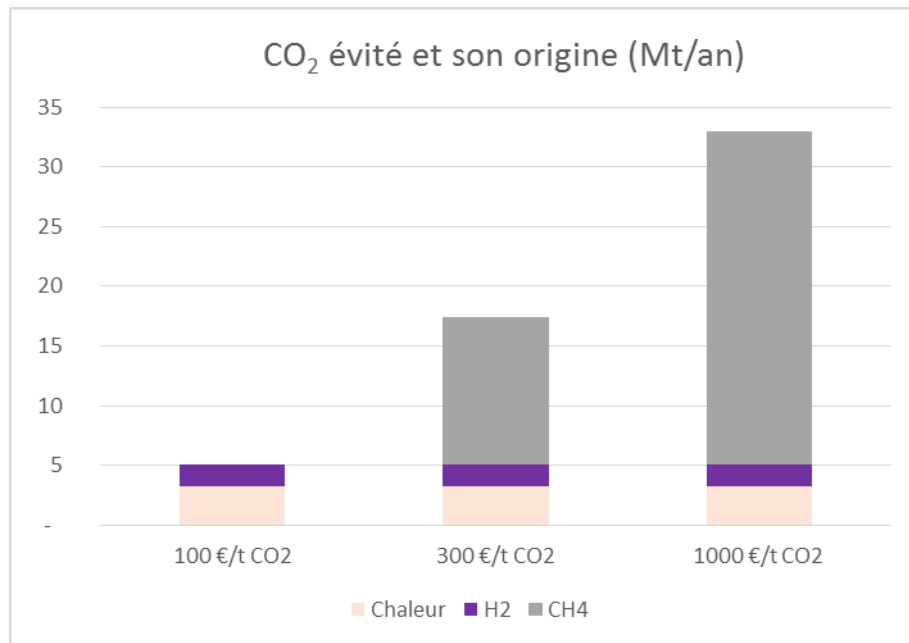
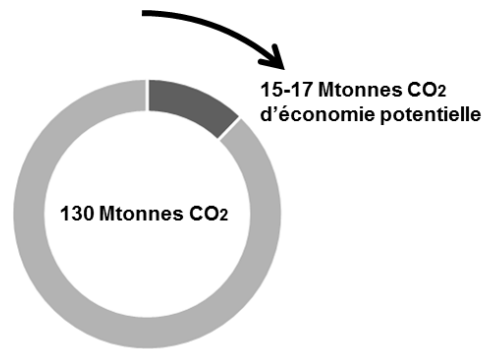


Figure 16 : Evolution des économies de CO<sub>2</sub> et de leurs origines avec le prix du CO<sub>2</sub>.

Sans intégrer les bénéfices économiques inhérents aux économies de CO<sub>2</sub> (moins de taxe carbone payée), le surcoût associé au système confère à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée un coût moyen entre 109 et 122 €/t (pour le scénario central - à 300 €/t) et entre 223 et 236 €/t (pour le scénario « aux limites » - à 1 000 €/t). La valeur basse de ces intervalles correspond à un cadre où l'hydrogène de synthèse se substitue à de l'hydrogène produit par vaporeformage, ou du carburant diesel, dont les contenus CO<sub>2</sub> sont estimés à 0,3 t/MWh. La valeur haute suppose que l'hydrogène se substitue à un hydrogène dont la production n'a induit aucune émission de CO<sub>2</sub>.



## 5.4 Compléments techniques

### 5.4.1 Optimisation des mix chaleur

Ce paragraphe décrit la modélisation du système chaleur dans la présente étude. Le contexte général des hypothèses est celui des Visions 2050 (ADEME, 2013).

Dans le système chaleur étudié, les capacités de production et de stockage sont optimisées simultanément sur trois types de mix dans chaque région. Chaque type de mix dispose de spécificités caractéristiques.

- Deux mix chaleur représentent des réseaux de chaleur urbains, dont la demande est thermosensible ; ils se distinguent par l'intégration ou non d'une production « fatale » et prioritaire, issue d'usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) et de chaleur fatale, dans le mix de production. Les deux réseaux de chaleur urbains peuvent être approvisionnés par des chaudières au gaz et des chaudières au bois, dont les capacités installées sont optimisées, en compétition avec les technologies « Power to Heat ».
- Le troisième mix assure une consommation industrielle à basse température ; il ne peut être approvisionné que par des chaudières au gaz (en plus du P2H).

Chaque mix peut comporter du stockage thermique, dont la capacité installée est optimisée simultanément à des celles des productions et du P2H.

L'équilibre offre-demande des trois mix chaleurs de chaque région (fourni en annexe 6.2.1) est assuré au pas de temps horaire.

La distinction des différents types de mix chaleur permet d'identifier les contextes les plus favorables à chacune des deux technologies « Power to Heat » considérées, à savoir les pompes à chaleur et les résistances électriques.

Les quantités de chaleur produites par technologie et par type de mix sont exposées, pour un prix<sup>36</sup> du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, en Figure 17. On peut y constater la très faible part de production de chaleur issue de chaudières au gaz (réduite à 0.1 TWh dans les réseaux avec UIOM), et l'approvisionnement de l'intégralité de la demande industrielle par des technologies issues du « Power to Heat ». La part de production du « Power to Heat », nette de la production des UIOM, est respectivement de

- 25% du total de production dans les réseaux de chaleur sans production issue d'UIOM,
- 11% du total de production dans les réseaux de chaleur avec production issue d'UIOM.

Au total, cette part s'élève à 28% de la production de chaleur destinée aux gisements identifiés.

---

<sup>36</sup> L'hypothèse du prix du CO<sub>2</sub> n'a que peu d'influence sur les résultats concernant la pénétration des technologies issues du « Power to Heat » dans le mix de production de chaleur. Leur part varie ainsi entre 23% et 28% de la production totale de chaleur (incluant celle de chaleur fatale issue des UIOM).



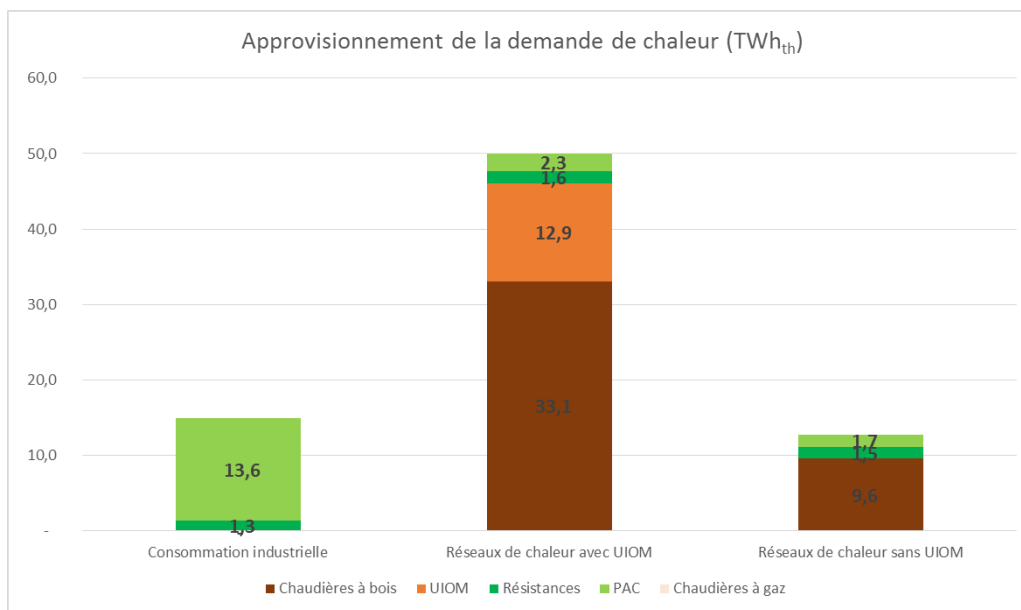


Figure 17 : Production de chaleur par technologie et par type de mix, pour le scénario à 100 € la tonne de CO<sub>2</sub>. Au total, 22 TWh de chaleur sont produits par P2H.

Le coût de l'électricité et le rendement des technologies P2H, déterminent leur rentabilité face aux moyens thermiques conventionnels. Pour un coût de l'électricité inférieur au coût du combustible bois, soit l'équivalent de 26 €/MWh<sub>th</sub>, la production issue du P2H est privilégiée (le rendement des résistances étant environ égal à 1, celui des PACs à 3). Pour un prix de l'électricité compris entre 26 €/MWh<sub>e</sub> et 78 €/MWh<sub>e</sub><sup>37</sup>, les PACs sont priorisées, puis les chaudières au bois. Au-delà de 78 €/MWh<sub>e</sub>, les chaudières au bois deviennent plus rentables que le P2H.

Le coût du combustible gaz, plus élevé étant données les hypothèses de prix de CO<sub>2</sub> retenues pour l'étude<sup>38</sup>, contraint fortement la rentabilité des chaudières au gaz. La compétitivité des chaudières gaz, face au P2H et aux chaudières au bois (dans les réseaux avec UIOM et chaleur fatale), n'est possible que lorsqu'elles sont utilisées comme moyen de production de pointe, un nombre réduit<sup>39</sup> d'heures par an.

Les caractéristiques des PACs (coûts fixes supérieurs, mais rendement supérieur également) en font un moyen d'approvisionnement privilégié face aux résistances, lors de situations impliquant un grand nombre d'heures de fonctionnement (e.g. profils peu variables de la demande nette<sup>40</sup> de chaleur). Ces dernières produisent ainsi plus de 90% du total de chaleur destiné aux mix industriels. Cette part représente encore 13% de la production dans les réseaux sans UIOM ou chaleur fatale. La capacité installée de PACs est alors dimensionnée pour répondre au niveau de demande présente toute l'année, et notamment en été<sup>41</sup> (voir Figure 18). En été, on peut aussi observer la valorisation en chaleur de production d'électricité, concentré sur quelques heures, à l'aide de l'utilisation combinée de résistances et de stockage thermique (voir Figure 18). Dans les réseaux avec UIOM ou chaleur fatale, la demande nette

<sup>37</sup> 3\*26, 3 étant le rendement des pompes à chaleur

<sup>38</sup> entre 100 et 1 000 €/t

<sup>39</sup> De l'ordre de 600

<sup>40</sup> C'est-à-dire la demande de laquelle on déduit la production fatale des UIOM

<sup>41</sup> La demande de chaleur estivale l'été correspond à la consommation d'ECS.



estivale étant nulle, le nombre d'heures de débouché devient trop faibles pour rentabiliser l'installation de PACs, qui ne représentent plus alors que 6% du total de production net.

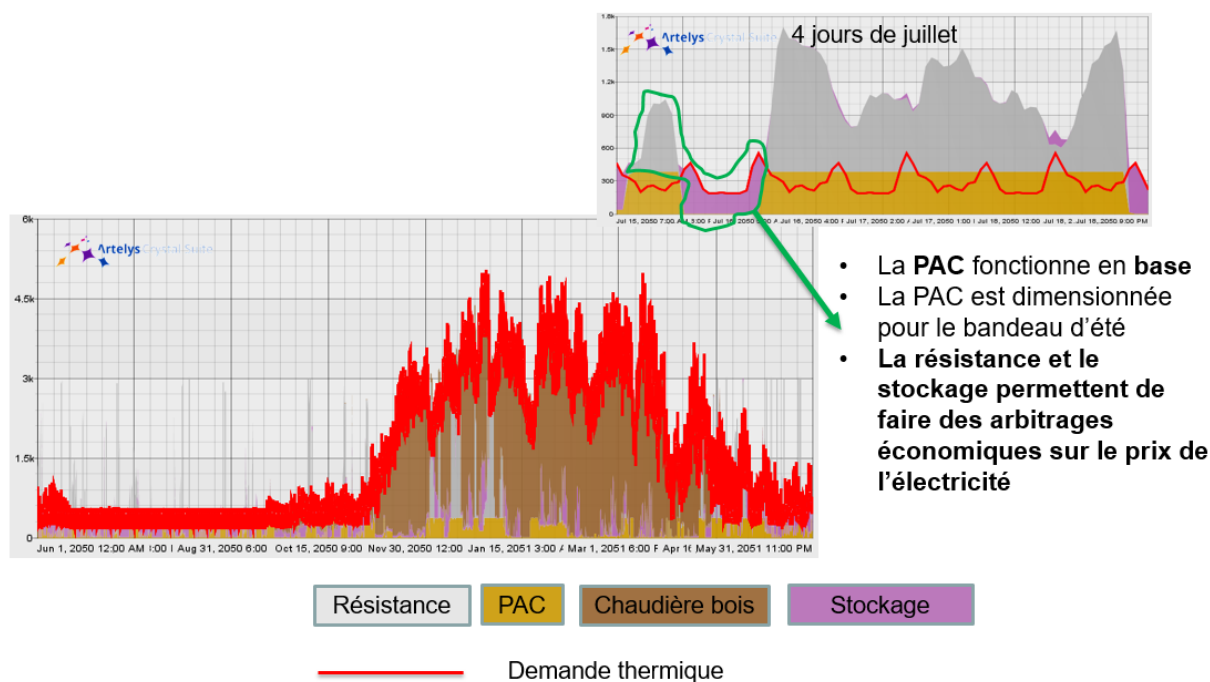


Figure 18 : Exemple de résultats montrant l'approvisionnement national en chaleur d'un réseau sans UIOM ni chaleur fatale.

Remarque : L'emprise au sol des stockages thermiques a été évaluée a posteriori, de manière à vérifier que celle-ci n'était pas trop importante : au total sur l'ensemble des régions et des mix chaleurs considérés, 36 GW<sub>th</sub> sont installés, ce qui correspond à une surface<sup>42</sup> de 0.91 km<sup>2</sup>.

### 5.4.2 Les gisements de CO<sub>2</sub> sont suffisants

D'après l'étude (ADEME, GRTgaz, GRDF, E&E, Hespul, Solagro, 2014), les émissions de CO<sub>2</sub> issues des différents sites de méthanisation à l'horizon 2050 sont de l'ordre de 19 Mt/an. Cette quantité de CO<sub>2</sub> permet de produire jusqu'à 106 TWh/an de CH<sub>4</sub> par méthanation<sup>43,44</sup>.

### 5.4.3 Stockage d'hydrogène directement sur le réseau de gaz

Dans la présente étude, la représentation explicite du procédé d'électrolyse a permis de modéliser le stockage d'électricité dans le réseau de gaz sous forme de H<sub>2</sub><sup>45</sup>. Ceci offre une alternative moins chère à celle du stockage sous forme de méthane de synthèse qui nécessite d'avoir recours successivement aux procédés d'électrolyse et de méthanation, et dont les coûts capacitaires s'additionnent. Elle offre un rendement identique<sup>46</sup>. En revanche, cette forme de stockage inter-saisonnier, est contrainte par le fait qu'une quantité limitée de H<sub>2</sub>

<sup>42</sup> D'après les données de l'étude (ADEME, ATEE, Artelys, ENEA Consulting, BRGM, 2016).

<sup>43</sup>  $m_{CO_2} = M_{CO_2}/M_{CH_4} * m_{V_{CH_4}} * V_{CH_4}$ , avec  $m_{V_{CH_4}} = 0,678 \text{ kg / m}^3$ ,  $M_{CO_2} = 44,01 \text{ g/mol}$ ,  $M_{CH_4} = 16,04 \text{ g/mol}$ , et en supposant que le volume de CH<sub>4</sub> V<sub>CH<sub>4</sub></sub> (en m<sup>3</sup>) contient 10 kWh de CH<sub>4</sub> par m<sup>3</sup>.

<sup>44</sup> A noter que ce gisement de CO<sub>2</sub> ne suffit néanmoins pas à la production de l'intégralité du gisement CH<sub>4</sub> de synthèse (149 TWhg/an), dont la saturation n'est effective qu'à des prix du CO<sub>2</sub> supérieurs à 300 €/t CO<sub>2</sub>.

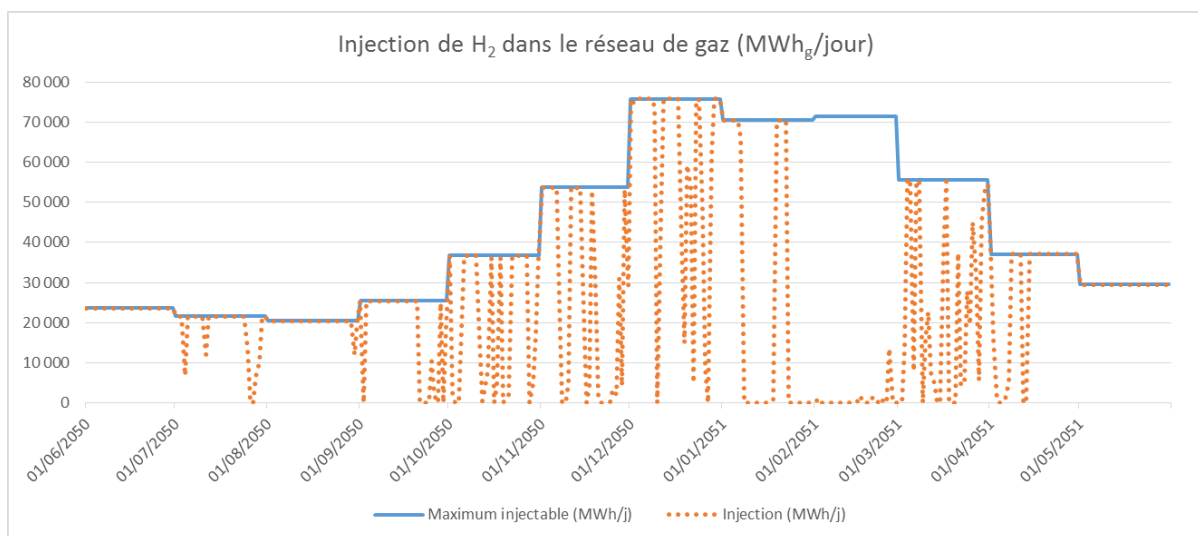
<sup>45</sup> Ce qui n'était pas modélisé dans l'étude (ADEME, 2015).

<sup>46</sup> Le rendement du processus de la chaîne électrolyse+méthanation est supposé identique à celui de l'électrolyse seule car l'électrolyse peut alors bénéficier de la chaleur en sortie de la méthanation.

peut être injectée dans le réseau de gaz<sup>47</sup>. On suppose ainsi que le volume de H<sub>2</sub> injecté chaque mois sur le réseau pour contribuer au stockage inter-saisonnier ne peut dépasser 7% de la consommation mensuelle de gaz<sup>48</sup>. Cette contrainte est d'autant plus forte en été où la consommation de gaz est plus faible, alors que les besoins de stockage de long-terme sont généralement plus importants.

La quantité de H<sub>2</sub> injectée dans le réseau varie entre 9 TWh<sub>g</sub> et 11 TWh<sub>g</sub>, selon l'hypothèse de prix du CO<sub>2</sub> retenue. La diminution des besoins de stockage inter-saisonnier, lorsque le prix du CO<sub>2</sub> et la production électrique renouvelable augmentent, se traduit par une diminution de l'injection de CH<sub>4</sub> de synthèse (plus onéreux) et par un accroissement de la part qu'occupe le H<sub>2</sub> dans le volume total de gaz de synthèse injecté dans le réseau de gaz (de 20% pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t, 44% pour un prix de 300 €/t CO<sub>2</sub> et presque 100% à 1000 €/t CO<sub>2</sub>). Dans le dernier cas (1000 €/t CO<sub>2</sub>), ce sont donc 11 TWh de H<sub>2</sub> qui sont injectés.

A titre d'illustration, les injections de H<sub>2</sub> réalisées au cours de l'année dans le cas à 100 €/t CO<sub>2</sub> sont fournies en Figure 19.



<sup>47</sup> Cette contrainte ne provient pas du volume total de gaz pouvant être stocké sur le réseau de gaz (non explicitement modélisé dans cette étude), mais de la nature du gaz injecté. On retient ainsi l'hypothèse seuil de la présence de 7% en énergie de H<sub>2</sub> au maximum sur le réseau, qui correspond à un seuil de 20% en volume. Cette limite est une limite physique : au-dessus de 24% en volume, les deux gaz méthane et hydrogène se dissocient. En dessous de 20% en volume, la perméation de l'hydrogène (qui traverse les parois des tuyaux) est négligeable. Dans une optique de rester conservateur, on ne tient pas compte du fait que la présence d'hydrogène sur le réseau augmente les rendements (puisqu'elle diminue également le PCS du mélange).

<sup>48</sup> Profils mensuels reconstitués à partir de projection de l'ENTSOG.





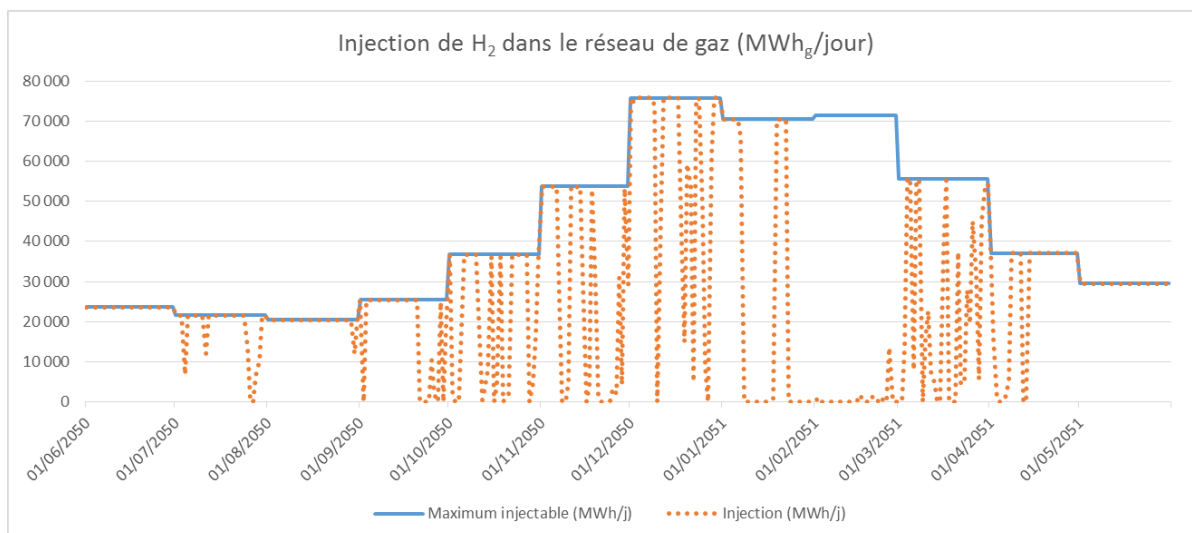


Figure 19 : Injection journalière de H<sub>2</sub> dans le réseau de gaz pour l'usage de stockage de long-terme, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t.



## 6. Annexes

### 6.1 Glossaire

Abréviation	Signification
<b>ECS</b>	Eau chaude sanitaire
<b>G2P</b>	Gas to Power (TAC au gaz de synthèse)
<b>PAC</b>	Pompes à chaleur
<b>P2G</b>	Power to Gas
<b>P2H</b>	Power to Heat
<b>P2X</b>	Power to Gas et/ou Power to Heat
<b>TAC</b>	Turbines à combustion
<b>UIOM</b>	Usine d'Incinération d'Ordures Ménagères

### 6.2 Modèles et données utilisés

#### 6.2.1 Power to Heat

Les données technologiques relatives aux pompes à chaleur, résistances et stockages de la Table 9 et la Table 10 ont été récoltées par l'ADEME, notamment dans le cadre de sa contribution à l'étude (ADEME, ATEE, Artelys, ENEA Consulting, BRGM, 2016). Les rendements des chaudières sont issus de (ADEME, ATEE, Artelys, ENEA Consulting, G2Elab, 2013) ; leurs coûts ont été projetés à partir de <http://reseaux-chaaleur.cerema.fr/la-chaufferie-bois-du-reseau-de-chauffage-urbain-du-quartier-de-hauteville-a-lisieux-14> et de la base de données (IEA-ETSAP).

	Pompes à chaleur	Résistance électrique	Stockage thermique	Chaudière bois	Chaudière gaz
CAPEX (€/MW <sub>th</sub> /an)	25 000	6 000	2 000	22 155	7 090
OPEX (€/MW <sub>th</sub> /an)	3 000	1 000	500	2 845	910
Rendement	3,00	0,99	0,98	0,85	0,90

Table 9 : Coûts et rendements sur les mix chaleur.

Stockage thermique	
Temps de décharge (h)	8
Empreinte au sol en puissance (m <sup>2</sup> /kW <sub>th</sub> )	0,017
Empreinte au sol en énergie (m <sup>2</sup> /kWh <sub>th</sub> )	0,001
Empreinte au sol totale (exprimé en m <sup>2</sup> /MW <sub>th</sub> )	25,00

Table 10 : Paramètres du stockage thermique en 2050

Les coûts de combustibles (Table 11) sont identiques à ceux de (ADEME, 2015).



	Bois	Gaz naturel	CO <sub>2</sub>
Prix (€/MWh <sub>combustible</sub> ou €/t)	22 <sup>49</sup>	42	100

Table 11 : Prix des combustibles sur les mix chaleur, hors prix CO<sub>2</sub> pour le bois et le gaz naturel

La Table 12 présente les volumes nationaux de consommation des types de mix chaleurs considérés pour l'étude. La décomposition entre les types de réseaux avec ou sans production de chaleur fatale a été réalisée à partir d'une projection à 2050 (utilisant les informations de (ADEME, 2013)) des données de l'enquête (SNCU, 2015).

	Réseaux sans UIOM	Réseaux avec UIOM	Consommation industrielle hors réseaux
Consommation annuelle (TWh)	12.8	50	14.9

Table 12 : Consommation des différents types de mix chaleurs

La répartition des consommations annuelles des réseaux de chaleur par région a été effectuée suivant le facteur de densité démographique actuelle<sup>50</sup>. Celle des consommations industrielles suit le même prorata que les consommations électriques industrielles de (ADEME, 2015). Les profils de consommation de chaleur ont été reconstitués à partir de profils de chauffage et d'ECS, et d'une répartition entre ces usages déduite de (ADEME, 2013).

## 6.2.2 Power to gas

La Table 13 présente les données technologiques associées au P2G (issues de (IEA-ETSAP)) et au G2P (issues de (ADEME, GRTgaz, GRDF, E&E, Hespul, Solagro, 2014)).

La Table 14 précise la répartition des débouchés P2G, déterminée sur la base de (ADEME, 2013).

	G2P	Electrolyseur	Méthaneur
CAPEX (k€/MW <sub>sortie</sub> /an)	39	27	22
OPEX (k€/MW <sub>sortie</sub> /an)	22	22	41
Rendement	0,41	0,89	0,9

Table 13 : Paramètres technologiques du P2G et G2P

	Débouché CH <sub>4</sub> (TWh/an)	Débouché H <sub>2</sub> (TWh/an)
Total	148.8	6.1

Table 14 : Répartition des débouchés de gaz de synthèse par usage

Le débouché CH<sub>4</sub> équivaut en première approche relativement fine<sup>51</sup>, à la consommation de gaz issu du gaz naturel et de la gazéification (B2G) de (ADEME, 2013), à savoir environ 99 TWh de gaz naturel et 52 TWh de B2G. La contribution du biogaz est inchangée par rapport à (ADEME, 2013), soit 57 TWh.

<sup>49</sup> Soit 26 €/MWh<sub>th</sub> en sortie de centrale, après application du rendement.

<sup>50</sup> Donnée par <http://www.geopopulation.com/france/regions/classement-regions-densite-population>

<sup>51</sup> Il y a un écart de 2 TWh.



Les 6,1 TWh de débouchés hydrogène ne correspondent qu'à un usage mobilité ; ils se décomposent en 4 TWh pour le transport de passagers, 0.9 TWh pour les véhicules utilitaires, et 1.2 TWh pour le transport de marchandises.

### 6.2.3 Point méthodologique : indicateur de calcul du coût du stockage inter-saisonnier

Les sorties du modèle ne permettent pas de distinguer les capacités de P2G dédiées au stockage inter-saisonnier (dont la production de gaz est fléchée vers des turbines à combustion (G2P) qui réinjectent de l'électricité sur le réseau électrique) et les capacités de P2G dont le gaz est ensuite dédié aux usages gaz. Ainsi, dans le scénario central (300 €/t CO<sub>2</sub>), on installe au total 34 GW d'électrolyseurs et 19 GW de méthaneurs, utilisés à la fois pour le stockage inter-saisonnier et pour le P2G en tant que tel (fléché vers des usages gaz).

Pour distinguer les coûts P2G associés au stockage inter-saisonnier et les coûts P2G pour usage gaz, on applique la méthode suivante :

- On calcule le ratio (capacité installée G2P dans le scénario considéré / capacité installée G2P dans le scénario de référence).
- On applique ce ratio au coût du P2G (électrolyseurs + méthaneurs) du scénario de référence. On obtient une estimation du coût du P2G associé au stockage inter-saisonnier dans le scénario considéré.
- On obtient, par différence entre le coût complet (électrolyseurs + méthaneurs) du scénario considéré et le coût stockage inter-saisonnier calculé précédemment, une estimation du coût P2G associé à des usages gaz.

On présente ci-dessous les estimations de coût, calculées selon cette méthode. Cette méthode ne s'applique pas au cas 100 €/t CO<sub>2</sub>, pour lequel le P2G pour usage gaz se réduit à de la valorisation en H<sub>2</sub>, pour des volumes n'impactant pas significativement les capacités installées de P2G.

Mds€	Scénario central (300 €/t CO <sub>2</sub> )	Scénario aux limites (1 000 €/t CO <sub>2</sub> )
<b>Coût du P2G pour stockage inter-saisonnier</b>	1,2	0,8
<b>Coût complet du stockage inter-saisonnier (avec G2P)</b>	2,0	1,3
<b>Coût du P2G en tant que tel (pour usages gaz)</b>	1,5	3,8



## 6.3 Résultats détaillées

		Multiénergie			
		Référence	100 €/t	300 €/t	1000 €/t
Mix électrique en puissance (GW)	Eolien terrestre	97	100	109	125
	PV	63	65	87	124
	Hydraulique	21	21	21	21
	Energies marines	10	10	12	17
	Autres EnR	5	5	5	5
Mix électrique en énergie (TWh)	Eolien terrestre	261	269	293	316
	PV	81	84	114	161
	Hydraulique	61	61	61	61
	Energies marines	42	42	50	72
	Autres EnR	36	37	38	38
Capacités de déstockage GW	Court-terme	12	11	14	19
	STEP	7	7	7	7
	Inter-saisonnier	17	16	13	8
Réseau	Capacités inter-régionales (GW)	67	69	76	82
	Echanges aux frontières (TWh)	56	57	54	51



		100 €/t	300 €/t	1000 €/t
Mix chaleur en puissance (GW)	UIOM	1,6	1,6	1,6
	Chaudière bois	18,2	18,8	19,2
	Chaudière gaz	0,49	0,01	0,00
	Résistance	7,2	6,4	7,8
	PAC	4,9	4,6	4,0
	Stockage thermique	36,5	34,8	33,7
Mix chaleur en énergie (TWh)	UIOM	12,9	12,9	12,9
	Chaudière bois	42,7	45,7	47,2
	Chaudière gaz	0,1	0,0	0,0
	Résistance	4,5	3,7	3,9
	PAC	17,6	15,5	13,8
Power to gas en énergie (TWh)	Electrolyse	6	6	6
	Méthaneur	0	66	149
	Débouché restant	149	83	-
Power to gas en puissance (GW)	Electrolyse	20	34	55
	Méthaneur	9	19	34



Capacités installées de Power to Gas par région (MW)												
	100 €/t				300 €/t				1000 €/t			
	Résistance	PAC	Méthaneur	Electrolyseur	Résistance	PAC	Méthaneur	Electrolyseur	Résistance	PAC	Méthaneur	Electrolyseur
Alsace	120	294	-	-	333	217	-	-	489	177	0	0
Aquitaine	186	232	-	-	239	199	-	0	325	170	0	0
Auvergne	185	124	2 097	2 967	148	132	3 162	3 861	192	129	3 202	3 617
BasseNormandie	236	123	2 924	3 739	175	90	3 238	4 168	237	75	3 937	5 136
Bourgogne	127	114	-	-	168	96	179	199	162	96	231	299
Bretagne	288	256	853	1 573	247	216	2 772	4 370	327	185	4 530	6 321
Centre	195	176	-	-	246	150	144	347	254	138	1 858	2 569
ChampagneArdenne	160	119	-	-	166	122	110	229	170	113	917	1 714
FrancheComte	149	197	-	-	146	216	0	0	252	198	0	0
HauteNormandie	479	325	0	870	320	290	540	1 376	416	292	975	1 729
IleDeFrance	1 827	511	-	-	1 364	514	0	0	1 404	194	0	0
LanguedocRoussillon	214	166	-	989	195	152	1 898	2 821	199	158	3 998	5 290
Limousin	82	56	302	351	64	60	513	608	73	59	2 112	2 735
Lorraine	161	271	-	-	243	240	-	0	342	239	0	0
MidiPyrenees	184	160	253	1 424	198	142	1 196	1 888	244	139	1 846	2 557
NordPasDeCalais	901	395	-	-	491	407	-	-	623	280	-	0
PaysDeLaLoire	342	268	2 092	3 414	321	235	2 645	4 027	452	225	3 390	4 985
Picardie	246	180	-	-	181	194	0	0	271	152	0	0
PoitouCharentes	170	132	973	1 924	120	134	2 065	3 264	124	135	2 587	3 460
ProvenceAlpesCoteDAzur	536	361	-	661	492	395	846	3 448	625	325	1 864	4 635
RhoneAlpes	375	473	-	-	538	439	0	0	649	476	2 963	3 770
<b>TOTAL</b>	<b>7 162</b>	<b>4 932</b>	<b>9 493</b>	<b>17 913</b>	<b>6 394</b>	<b>4 641</b>	<b>19 310</b>	<b>30 606</b>	<b>7 832</b>	<b>3 954</b>	<b>34 411</b>	<b>48 817</b>





	En Mds €/an	Référence	Multiénergie		
			100 €/t	300 €/t	1000 €/t
Coûts du système électrique	Coût des ENR	32,6	33,4	37,7	44,5
	Stockage de court-terme	0,7	0,7	0,9	1,2
	STEP	0,6	0,6	0,6	0,6
	Pilotage de la demande	0,5	0,5	0,5	0,5
	Réseau	13,3	13,4	13,6	13,8
P2G et G2P	Electrolyseurs	0,8	0,9	1,5	2,4
	Méthaneurs	0,8	0,6	1,2	2,2
	G2P	1,0	1,0	0,8	0,5
Valorisation du P2G	H2	-	1,2	1,2	1,2
	CH4 (hors CO2)	-	0,0	2,7	6,2
	CO2 du CH4	-	0,0	3,7	27,9
Coût du système chaleur	Combustibles (hors CO2)	2,0	1,1	1,2	1,2
	CO2	0,3	0,0	0,0	0,0
	Investissements et opérations	0,5	0,6	0,6	0,6
Mt de CO2 économisé	Système chaleur	–	3,2	3,2	3,2
	Système Gaz	–	0,0	12,3	27,9
Coût de la tonne de CO2 évitée (€/t)		–	–	122,3	236,4



## 7. Références

ADEME. (2013). *Visions 2030-2050*.

ADEME. (2014). *Visions énergie climat 2030/2050 : quels modes de vie pour demain ?*

ADEME. (2015). *Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations*. Artelys, ARMINES-PERSEE, ENERGIES DEMAIN.

ADEME, ATEE, Artelys, ENEA Consulting, BRGM. (2016). *Étude de valorisation du stockage thermique*.

ADEME, ATEE, Artelys, ENEA Consulting, G2Elab. (2013). *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*.

ADEME, GRTgaz, GRDF, E&E, Hespul, Solagro. (2014). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*.

IEA-ETSAP. (s.d.). *Energy Technology Data Source*.

SNCU. (2015). *Enquête nationale 2013 du chauffage urbain et de la climatisation urbaine*.



## 8. Table des illustrations

Figure 1 : l'électricité 100% renouvelable peut venir satisfaire des débouchés chaleur et gaz via les technologies de P2X. Pour la chaleur, les débouchés sont limités à la chaleur basse température. Pour l'hydrogène, la mobilité ainsi que l'injection directe sur le réseau de gaz naturel sont modélisés. Pour le méthane, on modélise une injection sur le réseau de gaz. Le méthane issu du P2X vient également alimenter le stockage inter-saisonnier électrique (avec re-transformation en électricité par turbines à combustion).....	17
Figure 2 : Potentiels théoriques, et potentiels « aux limites » rapportés aux volumes de demande chaleur et CH4 identifiés dans les Visions de l'ADEME. Pour le CH4 et le H2, il y a équivalence des potentiels théoriques et « aux limites » . ....	20
Figure 3 : Evolution des coûts (Mds€/an) entre le scénario de référence et le scénario aux limites.....	23
Figure 4 : Evolution des mix électriques lors de la valorisation en chaleur et en gaz de la production renouvelable, pour différents prix du CO2. Les capacités des autres filières de production renouvelable (e.g. hydraulique, géothermie, biomasse, etc.) n'évoluant pas, elles ne sont pas représentées ici.....	25
Figure 5 : Evolution de la répartition des capacités de production régionale d'électricité entre les différentes technologies. A gauche : le scénario de référence avec un prix du CO2 de 100 €/t, à droite : le scénario multi-énergie avec un prix du CO2 de 300 €/t.....	26
Figure 6 : Répartition régionale des capacités de valorisation en chaleur et en gaz, dans le cas 300 €/t CO2. On ne distingue pas ici les capacités P2G dédiées au P2G en tant que tel et celles dédiées au stockage inter-saisonnier.....	26
Figure 7 : Quantité d'électricité valorisée dans les débouchés chaleur et gaz, pour des scénarios présentant différents prix du CO2.....	27
Figure 8 : Quantité de chaleur et de gaz produits par P2X, pour des scénarios présentant différents prix du CO2 .....	27
Figure 9 : Illustration du scénario central et de la part des gisements théoriques mobilisés, en proportion des besoins chaleur et CH4 identifiés dans (ADEME, 2013). Pour le H2, on rapporte le volume d'hydrogène au besoin énergétique de la mobilité. Une part du CH4 de synthèse est également fléchi vers cet usage (40% - source : Visions de l'ADEME (ADEME, 2013)) : la contribution du CH4 de synthèse pour l'usage mobilité est ainsi mentionnée. ....	28
Figure 10 : Seuils de rentabilité des installations de Power-to-Gaz en fonction du prix de l'électricité, pour un prix du CO2 de 100 €/t (à gauche) et de 300 €/t (à droite). ....	29
Figure 11 : évolution des coûts (Mds €/an) par rapport au scénario de référence, pour le scénario central.....	31
Figure 12 : Comparaison de la production lors d'une semaine froide et sans vent dans le scénario de référence (courbes du haut) et dans celui du scénario central, c'est-à-dire avec valorisation de l'électricité en chaleur et en gaz pour un prix du CO2 à 300 €/t (courbes du bas). Dans ce dernier scénario, on observe bien l'augmentation de la production PV sur toitures et la réduction de celle issue du stockage inter-saisonnier. ....	32
Figure 13 : Evolution des capacités de déstockage de long-terme (TAC au gaz de synthèse), moyen-terme (STEP) et court-terme (CAES/batteries), lors de la valorisation de l'électricité en chaleur et en gaz, pour différents prix du CO2.....	33
Figure 14 : Origine des volumes d'électricité valorisés en chaleur et en gaz, en fonction du prix du CO2.....	34



Figure 15 : Evolution de la consommation d'énergie primaire, renouvelable et non renouvelable, en fonction du prix du CO <sub>2</sub> .....	35
Figure 16 : Evolution des économies de CO <sub>2</sub> et de leurs origines avec le prix du CO <sub>2</sub> . .....	36
Figure 17 : Production de chaleur par technologie et par type de mix, pour le scénario à 100 € la tonne de CO <sub>2</sub> . Au total, 22 TWh de chaleur sont produits par P2H. ....	38
Figure 18 : Exemple de résultats montrant l'approvisionnement national en chaleur d'un réseau sans UIOM ni chaleur fatale. ....	39
Figure 19 : Injection journalière de H <sub>2</sub> dans le réseau de gaz pour l'usage de stockage de long-terme, pour un prix du CO <sub>2</sub> de 100 €/t.....	41



## L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (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 Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.  
supérieur et de la Recherche.

### 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 ÉLECTRIQUE

## 100 % ENR

### EN 2050 : QUELLES OPPORTUNITÉS

#### POUR DÉCARBONER LES SYSTÈMES GAZ ET CHALEUR ?

##### Résumé

Dans un scénario à fort développement des énergies renouvelables (EnR) dans le mix électrique, le Power2X a deux principaux avantages : il offre des réponses pour gérer la variabilité de leur production, ou les stocker ; il permet également de remplacer les combustibles fossiles par l'électricité produite par les EnR. Utilisé en priorité dans les périodes où l'électricité produite par les EnR sera la plus abondante, le Power2X permet donc de valoriser une électricité renouvelable pour fournir de l'énergie (chaleur, gaz, hydrogène) à un prix qui peut être d'autant plus compétitif que le CO<sub>2</sub> a un prix élevé.

Cette étude montre qu'à l'horizon 2050 et dans l'hypothèse d'un parc électrique à très forte proportion d'EnR (80% minimum), l'intérêt économique de la décarbonation par les EnR électriques dépend du prix du CO<sub>2</sub> (ou du prix du gaz fossile) :

1. A un niveau de 100 €/tCO<sub>2</sub>, les débouchés possibles sont la chaleur et l'hydrogène ;
2. A des niveaux de taxation supérieurs (à partir de 300 €/tCO<sub>2</sub>), la principale valorisation est celle de production de méthane de synthèse : avec l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>, il devient plus intéressant de produire du gaz à partir d'électricité renouvelable pour remplacer du gaz fossile carboné

##### *Essentiel à retenir*

*En fonction du montant de la taxe carbone mise en place à un horizon long terme, les débouchés potentiels du développement des technologies Power2X dans le contexte d'un mix électrique 100% EnR permettraient de :*

1. *Couvrir plusieurs dizaines de % des besoins en gaz et en chaleur*
2. *Economiser plusieurs dizaines de millions de tCO<sub>2</sub> émises*
3. *Accroître les débouchés des ressources énergétiques variables et diminuer les pertes d'EnR*
4. *Stocker plusieurs dizaines de TWh d'électricité produite par les EnR dans le réseau de gaz*

**ADEME**Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Énergie[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)