

## Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz

Dominique Lafond\*, Jean-Michel Cayla\*, Sylvie Magois\*

@ 27116

**Mots-clés :** réseaux gaz, neutralité carbone, facture gaz, électricité, résilience

***Dans une perspective de neutralité carbone, les consommateurs de gaz devront faire face au coût de la décarbonation de la molécule de gaz ainsi qu'à une hausse des coûts unitaires de réseau. À partir d'une représentation conjointe des systèmes gazier et électrique français, cette étude évalue l'évolution de la facture globale de gaz selon différents scénarios de consommation. Elle démontre qu'une politique d'électrification des usages énergétiques des bâtiments est toujours moins coûteuse qu'un maintien du gaz : c'est une option sans regret et la question du devenir des infrastructures de distribution de gaz doit être posée.***

### Introduction

Les scénarios de neutralité carbone de la Stratégie nationale bas carbone 2 (SNBC 2) française et de la Long Term Strategy européenne projettent une consommation primaire de combustibles gazeux réduite de plus de moitié, hors hydrogène, par rapport aux niveaux de consommation actuels. Or, par rapport aux coûts historiques du gaz naturel, les coûts de combustibles gazeux décarbonés pouvant transiter dans les réseaux en 2050 seront multipliés par 4-5 dans le cas du biométhane injecté voire par 8 à 10 dans le cas du méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène électrolytique et de CO<sub>2</sub> (voir partie 2).

De plus, au coût de la molécule gazeuse s'ajouteront des coûts de réseaux qui, ramenés de façon unitaire au mégawattheure de gaz consommé, augmenteront mécaniquement au fur et à mesure que l'assiette de consommation totale raccordée aux réseaux décroîtra, notamment sous l'effet des politiques d'électrification

des usages. Pour autant, comme le souligne l'étude [IDRRI, 2021], la question du devenir des infrastructures gaz dans un scénario de neutralité carbone reste encore peu abordée.

Au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, pays où les usages du gaz sont importants, avec la transition énergétique la question du devenir des infrastructures et de leur modèle économique commence à être étudiée, notamment à la demande des régulateurs.

Aux Pays-Bas, dans l'étude [Netbeheer Nederland, 2021] produite par le ministère de l'Économie et du Climat qui a servi de base pour l'évolution tarifaire 2022-2025, une partie du réseau actuel de transport de gaz sera adaptée pour le transport d'hydrogène, mais le reste du réseau de transport restera opérationnel pour le transport de méthane décarboné. En revanche, les réseaux de distribution de gaz vont être fortement impactés puisque, dans tous les scénarios, la distribution de gaz fossile s'arrête d'ici 2050. Une part des consommateurs basculent sur le gaz bas carbone et une autre part sur l'hydrogène, mais 30 % à

\* EDF (cf. biographies p. 86-87).

70 % du réseau gazier régional de distribution disparaissent dans ces études.

Dans le cas français, on peut donc s'interroger sur la question de la substitution optimale du gaz par des vecteurs décarbonés. Y répondre nécessite d'adopter une approche systémique intégrant la représentation conjointe des systèmes gazier et électrique en distinguant les usages raccordés au réseau de distribution gaz de ceux raccordés au réseau de transport. Cette étude se propose, à partir d'une représentation simplifiée de ces systèmes et pour différents scénarios d'évolution des consommations de gaz, d'évaluer la facture de gaz associée et de la comparer au coût d'un transfert vers l'électricité.

## 1. Consommations de gaz actuelles et projetées raccordées aux réseaux de transport et de distribution en France

La Figure 1 présente la reconstitution des consommations de gaz raccordées aux réseaux de transport et de distribution par secteur et par usage. Le secteur des bâtiments représente 78 % des consommations raccordées en distribution et la chaleur industrielle de température inférieure à 100 °C environ 8 %.

### Consommations de gaz raccordées au réseau de distribution en 2050

Nous scénarisons trois hypothèses de performance énergétique pour le parc de bâtiments à l'horizon 2050 en supposant le maintien sur la période du nombre de consommateurs raccordés :

- Rénovation-gain 50 % : atteinte des objectifs fixés par la Stratégie nationale bas

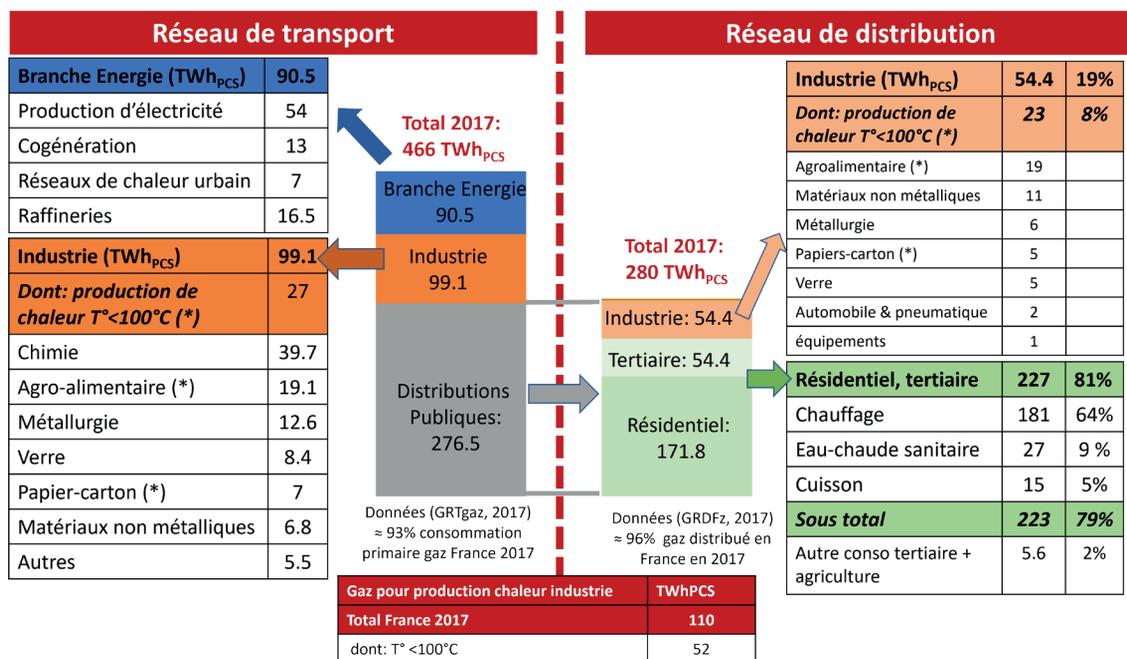


Figure 1. Reconstitution des consommations de gaz raccordés aux réseaux de transport et de distribution en 2017

carbone pour la totalité du parc de bâtiments en 2050 avec un gain énergétique de 50 % ;

- Rénovation-gain 30 % : une politique de rénovation généralisée moins performante sur la profondeur et l'efficacité des gestes de rénovation conduisant à un gain énergétique de 30 % ;
- Sans rénovation : un parc non rénové et donc une performance énergétique en 2050 du parc identique à 2017.

Deux scénarios de déploiement des technologies gaz sont également modélisés. Ils reposent sur deux technologies alternatives de chauffage au gaz que l'on suppose déployées pour les 11 millions de points de livraison gaz :

- Chaudières à condensation gaz : remplacement de l'ensemble des équipements gaz de chauffage et d'eau chaude sanitaire des bâtiments résidentiels et tertiaires par des chaudières à condensation double service (chauffage et eau chaude sanitaire) de rendement 99 %.
- PAC hybrides : remplacement de l'ensemble de ces équipements par des pompes à chaleur hybrides, technologie composée d'une pompe à chaleur électrique de faible puissance et d'une chaudière à gaz. Dans cette étude, comme dans celle de [ADEME-RTE, 2020], nous supposons une hypothèse normative de fonctionnement optimisé de la pompe à chaleur hybride sur le seul critère de température, permettant une utilisation minimale de la partie chaudière gaz et donc une réduction de 70 % de la consommation de gaz. Le rendement retenu pour la partie chaudière est celui d'une chaudière à condensation et, pour la partie PAC électrique, nous retenons un COP (*Coefficient of Performance*) saisonnier de 3,5.

S'agissant des consommations de l'industrie raccordées en distribution (19 % de la consommation raccordée en 2017), une hypothèse d'efficacité énergétique de 20 % hors effets de substitution vers d'autres vecteurs est considérée en cohérence avec [CEREN, 2012, 2013, 2014] et [ADEME, 2021]. Par souci de simplification, il n'est fait aucune hypothèse d'efficacité énergétique pour l'usage cuisson.

Nous intégrons par ailleurs des consommations de gaz pour la mobilité pour lesquelles nous retenons, comme hypothèse de consommation, la moyenne des projections des scénarios de [ADEME, 2021] soit 25 TWh. Cette hypothèse est par ailleurs cohérente avec les analyses de [Carbone 4, 2020].

### Évolution des consommations de gaz raccordées au réseau de transport

S'agissant des consommations de l'industrie, l'étude s'appuie sur les hypothèses d'efficacité énergétique et de transfert vers d'autres vecteurs décarbonés faites par [ADEME, 2021] et retient une hypothèse centrale d'une réduction de 56 % des consommations gaz.

S'agissant des consommations de la branche énergie, pour la consommation de gaz décarboné des centrales thermiques, l'étude s'appuie sur les scénarios [RTE, 2021] où la production d'électricité est comprise entre 5 et 15 TWh suivant les scénarios : nous retenons une hypothèse moyenne de 10 TWh soit une consommation d'environ 18 TWh de gaz après application d'un rendement moyen de 56 % représentatif du mix de centrales électriques à gaz. Pour le reste de la branche énergie, nous supposons un effacement complet de la consommation de gaz pour le raffinage des produits pétroliers et un maintien des consommations des cogénérations et des réseaux de chaleur urbains autour de 20 TWh. La consommation totale projetée de la branche énergie est donc de 38 TWh.

Avec les hypothèses précédentes, la consommation de gaz totale projetée est comprise entre  $196 \text{ TWh}_{\text{PCS}}$  et  $346 \text{ TWh}_{\text{PCS}}$ .

Efficacité énergétique rénovations	Chaudières à condensation			PAC hybrides		
	sans	gain 30 %	gain 50 %	sans	gain 30 %	gain 50 %
<b>Transport</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>
<i>Branche énergie</i>	38	38	38	38	38	38
<i>Industrie</i>	44	44	44	44	44	44
<b>Distribution</b>	<b>264</b>	<b>211</b>	<b>176</b>	<b>141</b>	<b>125</b>	<b>114</b>
<i>Cbauffage + ECS</i>	176	123	88	53	37	26
<i>Cuisson</i>	15	15	15	15	15	15
<i>Industrie chaleur T &lt; 100 °</i>	18	18	18	18	18	18
<i>Reste industrie + autre</i>	30	30	30	30	30	30
<i>Mobilité</i>	25	25	25	25	25	25
<b>Total</b>	<b>346</b>	<b>293</b>	<b>258</b>	<b>223</b>	<b>207</b>	<b>196</b>

**Tableau 1. Consommation finale de gaz par secteur selon le scénario de demande**

## 2. Gisement et coût du biométhane

### Gisement de biomasse mobilisable

La SNBC 2 identifie un potentiel théorique de 430 TWh<sub>PCS</sub> de ressources de biomasse brutes pouvant être mobilisées à des fins énergétiques d'ici 2050. Sur ces 430 TWh<sub>PCS</sub>, 260 TWh<sub>PCS</sub> sont issus de biomasse agricole, 100 TWh<sub>PCS</sub> de biomasse forestière (bois primaire et connexe de scierie), 45 TWh de déchets de bois hors connexes de scierie et environ 25 TWh d'autres déchets : stations d'épuration, combustibles solides de récupération. Elle alloue 220 TWh<sub>PCS</sub> de ce potentiel de ressources brutes pour la production de 175 TWh<sub>PCS</sub> de combustible gazeux (rendement de conversion des ressources brutes en biogaz de 0,8) soit 157 TWh<sub>PCI</sub> de biogaz. Le reste de la ressource biomasse est alloué entre combustibles solides (120 TWh<sub>PCS</sub> pour la combustion directe) et liquides. S'agissant des biocarburants liquides, l'allocation de 120 TWh<sub>PCS</sub> de ressources de biomasse brutes ne permet d'ailleurs de couvrir que les besoins du transport aérien intérieur et seulement 50 % de l'aérien international.

En 2021, [France Stratégie, 2021] a réévalué à la baisse le potentiel technique de ressources

brutes de biomasse agricole à horizon 2050 : 155 TWh<sub>PCS</sub> au lieu des 260 TWh<sub>PCS</sub> initialement identifiés dans la SNBC 2. France Stratégie alerte sur les besoins d'anticipation concernant les risques de compétition d'usages, notamment entre biocarburants liquides et gazeux. Le potentiel de ressources agricoles méthanisables identifié est ainsi compris entre 76 et 89 TWh<sub>PCS</sub><sup>1</sup>.

Dans cette étude, nous faisons une hypothèse d'un gisement technique de 90 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane injecté construite à partir de la valeur inférieure du potentiel de ressources agricoles méthanisable de France Stratégie (76 TWh<sub>PCS</sub>) complété du gisement identifié dans [SNBC 2, 2020] de 16 TWh<sub>PCS</sub> de déchets que nous supposons alloué entièrement à la production de biogaz.

Une sensibilité est réalisée autour de cette hypothèse en mobilisant 125 TWh<sub>PCS</sub> de ressources. Cette variante correspond à la borne supérieure du potentiel technique de l'étude de France Stratégie complétée du même gisement de déchets et de l'allocation de 25 TWh de ressources de déchets de bois et de combustibles solides de récupération (CSR) permettant

la production de 20 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane par pyrogazéification.

### Coût du biométhane en 2050

Pour les coûts de production, nous nous appuyons sur les projections de coûts de l'étude [Solagro, 2020]. S'agissant des coûts de la méthanisation de biomasse agricole, l'étude montre que ceux-ci ne devraient pas beaucoup évoluer par rapport à aujourd'hui, car «les experts ne prévoient pas de baisse significative de ces coûts, les économies attendues sur la partie "transformation" étant compensées par une augmentation du coût des intrants». C'est l'augmentation de la taille des unités, synonyme d'industrialisation des schémas de production et d'approvisionnement des intrants, qui peut principalement permettre de réduire les coûts de la méthanisation : l'étude assume en cela un modèle français de développement de la méthanisation agricole, suivant les recommandations du récent rapport de la mission d'information sénatoriale [Sénat, 2021]. En appliquant l'ensemble des fourchettes de coût de [Solagro, 2020] à notre mix de production de biométhane, nous obtenons un coût moyen de production compris entre 83 €/MWh<sub>PCS</sub> et 90 €/MWh<sub>PCS</sub>.

Les projections des coûts réseau que nous réalisons dans l'étude, sur la base des niveaux d'investissements annuels récents, n'intègrent pas les investissements qui devront être réalisés à horizon 2050 pour l'injection de 90 à 125 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane : extension du réseau pour raccordement des unités de méthanisation, coûts des installations de rebours. Nous intégrons donc directement ces coûts d'adaptation du réseau au coût de production en nous basant sur une valeur moyenne de 5,5 €/MWh<sub>PCS</sub> calculée dans [Solagro, 2020], valeur à laquelle il convient d'ajouter un coût de stockage évalué à 1,5 €/MWh<sub>PCS</sub>.

Le coût moyen total de production du biométhane injecté incluant les coûts d'extension du réseau, de rebours et de stockage projeté à 2050 est donc compris entre 90 €/MWh<sub>PCS</sub> et 97 €/MWh<sub>PCS</sub>. Pour l'étude, nous retenons

la valeur inférieure de 90 €/MWh<sub>PCS</sub> comme hypothèse centrale.

### 3. Un gisement de biométhane complété par du méthane de synthèse

#### L'injection d'hydrogène directement dans les réseaux de gaz ne semble pas pertinente

Dans cette étude, nous négligeons la possibilité d'injection massive d'hydrogène en mélange avec du méthane dans les réseaux gaz, en particulier de distribution. Tout d'abord pour des raisons de compatibilité des usages raccordés<sup>2</sup> et donc de coûts d'adaptation : comme le souligne [IDDRI, 2022] «au-delà d'une certaine proportion d'hydrogène dans le méthane, les équipements en aval doivent être significativement adaptés, notamment dans l'industrie et dans le transport; par conséquent, la proportion d'hydrogène pouvant être intégrée sans nécessiter des adaptations profondes est faible». Mais aussi parce que les capacités de stockage intersaisonnier de l'hydrogène sont trop faibles au regard des besoins, la demande de gaz étant fortement saisonnalisée. En effet, les cavités de sel sont les seuls types de stockage techniquement compatibles<sup>3</sup> avec de l'hydrogène pur ou en mélange, mais les cavités existantes et en cours de construction représentent moins de 10 % des 130 TWh de capacités de stockage souterrains gaz raccordées au réseau de transport français, soit une capacité de stockage intersaisonnier d'hydrogène dans des ouvrages souterrains gaz existants d'environ 5 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>, de surcroît localisée pour l'essentiel en vallée du Rhône. La possibilité d'étendre cette capacité de stockage par le développement de nouvelles capacités de stockage de type cavités de sel significatives ne semble pas avérée en France<sup>4</sup>. La possibilité de recourir à un stockage souterrain massif de l'hydrogène situé dans les pays européens voisins est également limitée : les stockages de gaz souterrains existants de type cavité saline représentent moins de 2 % de la consommation de gaz européenne actuelle. Et ils sont, pour l'essentiel, situés en Allemagne du Nord (60 %) ou au

Royaume-Uni (18 %). Enfin, le stockage massif d'hydrogène en surface semble peu réaliste.

### Coût du méthane de synthèse

Pour les coûts de la méthanation, nous retenons les hypothèses les plus favorables fournies par [SOLAGRO, 2020], à savoir un déploiement industriel de la technologie de méthanation permettant des économies d'échelle de 30 %. Le coût de l'électricité s'appuie sur les coûts de production issus des scénarios de [RTE, 2021] qui s'étalent entre 60-85 €/MWh (voir détails partie 6). Suivant le rapport [CRE, 2021b], nous retenons cette valeur pour estimer le coût complet pour l'électricité consommée pour la méthanation. En effet, selon le rapport, «en évitant les heures les plus chères, le coût d'approvisionnement d'une électrolyse est typiquement moindre d'une dizaine d'euros par mégawattheure [note des auteurs : par rapport au coût de production d'électricité moyen], tandis qu'on peut considérer un peu moins de

10 €/MWh au titre de l'accès au réseau pour des installations de grande taille». Le coût de production du méthane de synthèse est ainsi compris entre 167 €/MWh<sub>PCS</sub> et 210 €/MWh<sub>PCS</sub>. Ces coûts sont cohérents avec ceux obtenus par [ADEME 2018] qui fait état d'une fourchette 160-190 €/MWh<sub>PCS</sub>.

Ce coût n'intègre cependant pas le coût de l'intrant CO<sub>2</sub> puisque [SOLAGRO, 2020] considère des sources de CO<sub>2</sub> «gratuites». Il n'intègre pas non plus le coût d'un stockage «tampon» du CO<sub>2</sub> en amont des unités de méthanation permettant d'assurer un fonctionnement en continu de ces dernières. L'estimation du coût de production est donc de ce point de vue une borne basse.

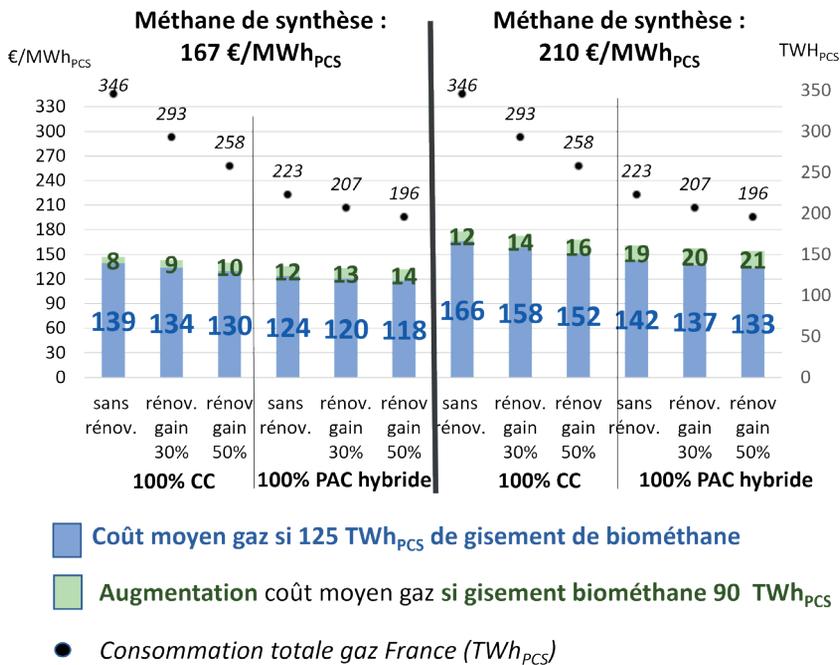


Figure 2. Coût moyen du gaz décarboné suivant différents scénarios

## 4. Impact sur la facture combustible France

### Coût moyen des mix de gaz décarbonés

La Figure 2 illustre les coûts moyens de mix de gaz décarboné suivant les scénarios de consommation modélisés.

Pour un consommateur de gaz raccordé en distribution consommant 15 MWh par an, le coût de la décarbonation de son combustible se traduirait par une augmentation de sa facture annuelle de 300 € en 2017 (pour un prix du gaz naturel de 20 €/MWh<sub>PCS</sub>) à 1770-2680 € en 2050 suivant les scénarios.

### Une augmentation de la facture de gaz d'un facteur 2 à 6

Sur la dernière décennie, avec un prix de gros du gaz naturel ne dépassant pas les 20 €/MWh, la part combustible de la facture gaz France n'excédait pas les 10 milliards d'euros par an.

Les résultats de l'étude (Figure 3) montrent que, dans un scénario de neutralité carbone et dans le cas de maintien des usages gaz raccordés en distribution et notamment les usages bâtiments, cette facture de gaz décarboné pour la France serait comprise entre 23 et 61 milliards d'euros par an suivant les hypothèses de demande et de coût de production du gaz décarboné.

## 5. Sans action, les coûts de réseaux par mégawattheure de gaz augmentent lorsque la consommation décroît

Dans cette étude, les coûts de réseaux unitaires par mégawattheure consommé sont calculés de la manière suivante : la somme de la valeur de la base d'actif régulée actuelle (divisée par la durée de vie résiduelle du réseau approximée à 40 ans) et des investissements et coûts de maintenance annuels, supposés constants sur l'horizon d'étude et basés sur [CRE, 2019], est divisée par la consommation

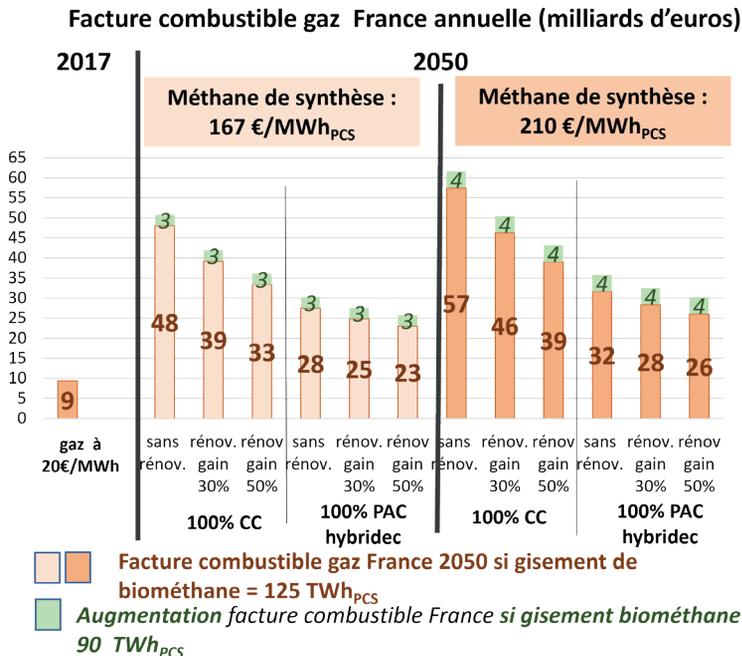


Figure 3. Facture annuelle de gaz décarboné en France (en milliards d'euros par an)

annuelle raccordée. Pour simplifier, nous n'avons pas intégré d'hypothèse de rémunération du capital.

Pour le réseau de distribution, on fait l'hypothèse d'un maintien des coûts de maintenance et d'investissement annuels à leurs niveaux actuels sur un horizon d'étude de 30 ans. Ceci pour rendre compte du fait que ces coûts sont directement corrélés à l'entretien et au service de la longueur du réseau actuel, en particulier au nombre de bâtiments raccordés : maintenance et vérification des détendeurs et des colonnes montantes au pied et dans les bâtiments.

Concernant le réseau de transport, l'éventuelle reconversion d'une portion du réseau pour du transport d'hydrogène pur à destination de complexes industriels réduirait la longueur du réseau dédié au transport gaz mais nécessiterait la séparation de la valeur des actifs concernés de la base d'actifs régulés gaz. En effet, la création d'un réseau séparé dédié à l'hydrogène devrait faire l'objet d'une régulation spécifique comme le recommandent d'ailleurs les régulateurs européens [ACER-CEER, 2021]. Cette diminution potentielle de la longueur du réseau du fait d'une reconversion partielle vers le transport d'hydrogène a été négligée dans cette étude. En effet, les projections optimistes du European Hydrogen Backbone [Gas for Climate, 2021] montrent qu'au plus 10 %-20 % de la longueur actuelle du réseau de transport de gaz européen serait concernée par cette reconversion en 2050. Or une diminution de 10 % à 20 % de la valeur de la base d'actifs régulés et des coûts de maintenance et d'investissement annuels du réseau de transport gaz résiduel représente moins de 1 €/MWh. En effet, comparé au coût du réseau de distribution, le coût du réseau de transport est modeste et le reste relativement même en cas de contraction forte de la demande.

La partie droite de la Figure 4 illustre la mécanique d'augmentation des coûts de réseaux par mégawattheure de gaz consommé pour le consommateur raccordé en distribution au fur et à mesure que la consommation raccordée

en distribution diminue. En effet, la diminution de la demande raccordée en distribution impacte à la fois les coûts du réseau de distribution, mais aussi ceux du réseau de transport puisque c'est ce dernier qui approvisionne le réseau de distribution. Cependant, dans les cas où la production de biométhane injectée sur le réseau de distribution excède la consommation raccordée en distribution, le schéma d'approvisionnement en réseau de transport et réseau de distribution est inversé. Nous faisons, dans ce cas, l'hypothèse de l'évolution suivante des schémas d'imputation des coûts réseau :

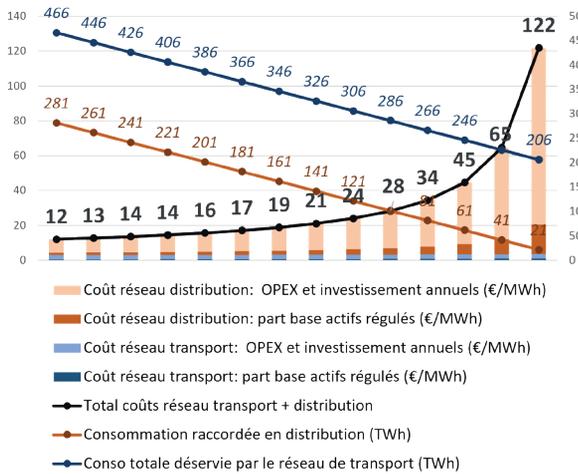
- Les coûts du réseau de distribution doivent être facturés non plus sur les seules consommations raccordées en distribution, mais être alloués équitablement entre consommations raccordées au réseau de distribution et consommations raccordées au réseau de transport correspondant à l'excédent de production de biométhane : les coûts du réseau de distribution supportés par les consommations raccordées en distribution n'excèdent donc pas  $20,2 \text{ €/MWh}_{\text{PCS}}$ .

- Le coût du réseau de transport continue cependant à être répercuté sur les consommations raccordées en distribution. En effet, la production du biométhane devra être en grande partie remontée vers le réseau de transport pour réacheminement vers les zones de distribution densément peuplées, le biométhane étant principalement produit en zone rurale.

Le tableau à droite de la Figure 4 résume les hypothèses de coûts de réseau gaz calculés pour chacun de nos scénarios sous la forme de coûts unitaires par mégawattheure consommé : un consommateur gaz raccordé en distribution consommant 15 MWh/an verrait la part de sa facture liée aux réseaux passer de 180 € en 2017 à 230-390 € en 2050 selon les scénarios.

# Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz

**Illustration: augmentation des coûts réseaux pour le consommateur raccordé en distribution lorsque la consommation raccordée en distribution diminue**



**Coûts réseaux gaz (€/MWh) calculés pour les scénarios de l'étude**

Coûts réseau gaz (€/MWh <sub>PCS</sub> )	2017	2050 Chaudières à condensation			2050 PAC hybrides		
		Sans réno	Réno gain 30%	Réno gain 50%	Sans réno	Réno gain 30%	Réno gain 50%
<b>Distribution</b>	9.0	9.6	11.9	14.4	17.9	20.2	20.2
<b>Transport</b>	3.0	3.2	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6
<b>Total</b>	<b>12.0</b>	<b>12.7</b>	<b>15.2</b>	<b>17.7</b>	<b>21.4</b>	<b>23.8</b>	<b>25.8</b>
							<b>/22.2</b>

**Figure 4. Évolution des coûts unitaires de réseaux avec le niveau de consommation (à gauche), coûts unitaires de réseaux calculés pour les différents scénarios (à droite)**

## 6. Des scénarios alternatifs de décarbonation des usages gaz en distribution par l'électrification

**Le transfert du gaz vers l'électricité permet de diviser la consommation d'énergie finale par 2**

On cherche maintenant à étudier de façon alternative le coût complet d'une électrification des usages raccordés au réseau de distribution de gaz. Des scénarios de substitution des usages gaz par l'électricité sont donc construits à partir des hypothèses de transfert d'usage suivantes.

Pour les usages chauffage et eau chaude sanitaire :

- Pour le scénario central chaudières à condensation, nous nous appuyons sur les hypothèses de [RTE, 2021] et considérons un mix de technologies électriques de substitution composé à 70 % par des pompes à chaleur électriques et à 30 % par des radiateurs. Ce

chiffre de 30 % est à regarder comme un paramètre majorant, la transition énergétique devant viser une rémanence du chauffage Joule aussi faible que possible : limité aux bâtiments très isolés en zone à faible besoin climatique. Comme [ADEME-RTE, 2020], nous retenons une hypothèse centrale de COP saisonnier (SCOP) calculé en moyenne sur le parc égal à 3,5 à compter de 2035 et un rendement égal à 1 pour les radiateurs.

- Pour le scénario PAC hybride, nous considérons un mix de substitution composé à 100 % par des pompes à chaleur électriques.

Pour l'usage cuisson, nous retenons, par souci de simplification, un rendement identique entre gaz et électricité bien que les plaques à induction présentent dans les faits un rendement supérieur à leurs homologues au gaz.

Pour la production de chaleur industrielle, nous retenons une hypothèse conservatrice de satisfaction des besoins de chaleur par des PAC pour des températures inférieures à 100 °C et nous considérons un COP de 3,5 similaire à

celui des PAC pour le bâtiment [AgoraEnergieWende, 2021].

Enfin, pour le reste de la consommation industrielle raccordée en distribution, en cohérence avec l'hypothèse générale faite sur l'industrie, nous faisons l'hypothèse que 45 % de cette consommation est substituable par l'électricité avec un ratio entre les rendements électrique et gaz égal à 1.

Les ratios entre les rendements des technologies électriques et gaz pouvant satisfaire le même besoin utile de chacun des usages nous permettent de calculer, pour chacun des scénarios, un facteur de substitution  $R(\frac{elec}{gaz})$  moyen sur l'ensemble des consommations  $\frac{elec}{gaz}$  raccordées au réseau de distribution.

Pour le scénario central chaudières à condensation gaz, les calculs conduisent ainsi à un facteur de substitution moyen à l'échelle du réseau compris entre 1,9 et 2,2. Cela signifie que chaque térawattheure d'électricité supplémentaire permet de diminuer la consommation de gaz d'environ 2 TWh.

### Différence de coût d'investissement dans les équipements de production de chaleur

Il est également nécessaire de prendre en compte dans le calcul de coût la différence de coût d'investissement entre équipements de production de chaleur au gaz et à l'électricité. Nous nous basons pour cela sur les coûts issus de [Cayla, Grignon-Masse, Hauet 2019], [ADEME 2019] et [Fourmigue 2020] pour les équipements de production de chauffage et d'eau chaude des logements, des bâtiments tertiaires et de la chaleur industrielle basse température<sup>5</sup>. Par souci de simplification, s'agissant des pompes à chaleur hybrides, nous considérons un coût d'investissement identique à celui de la PAC électrique.

Dans le scénario PAC hybride la différence de coût d'investissement est donc considérée comme nulle, tandis que dans le scénario chaudières à condensation gaz il se monte à 41,6 Md€ pour l'ensemble du parc

d'équipements représentant un surcoût annuel de 2,8 Md €/an.

### Projections des coûts de production d'électricité et des coûts de réseaux

Pour déterminer le coût complet d'une électrification des usages raccordés au réseau de distribution de gaz, il nous faut ensuite calculer les coûts unitaires de production et d'acheminement d'électricité à ces clients. Nous nous appuyons sur les scénarios de [RTE, 2021] pour différencier les coûts complets de production d'électricité en distinguant deux familles de mix de production :

- 100 % EnR : un mix électrique à très forte pénétration de renouvelables sans nouveau nucléaire : la plage des coûts complets de production retenue est comprise entre 70 et 85 €/MWh.
- EnR-nucléaire : un mix électrique équilibré entre renouvelables et nucléaire : la plage des coûts complets de production retenue est comprise entre 60 et 70 €/MWh.

En utilisant les données [CRE, 2019] et la même méthodologie que celle utilisée pour calculer les coûts réseau pour le gaz, le coût du réseau de transport pour l'électricité que nous calculons pour l'année de référence 2017 est de 6,93 €/MWh. Nous supposons ce dernier constant sur l'horizon d'étude. Le coût du réseau de distribution calculé pour l'année de référence 2017 est lui de 26,1 €/MWh.

L'exercice [Enedis, 2021] montre des besoins en investissements additionnels pour le renforcement du réseau de distribution compris entre 1,5 à 2 milliards par an pendant 30 ans dans le scénario le plus bas et jusqu'à 6 à 8 milliards/an dans le scénario le plus haut. Mais l'étude montre que l'essentiel de ces investissements est imputable à l'injection sur le réseau de la production d'électricité renouvelable et non à des besoins de renforcement pour accompagner l'électrification des usages. Par ailleurs, les projections de demande d'électricité des scénarios [Enedis, 2021] intègrent des hypothèses d'efficacité énergétique et de rénovation similaires à celles modélisées dans cette étude,

## Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz

Coûts électricité HT (€/MWh)	2017	2050	
		Mix EnR et nouveau nucléaire	Mix à forte pénétration EnR sans nouveau nucléaire
Distribution	26,1	26,1+3,5	26,1+10,7
Transport	6,93	6,93	6,93
<b>Coût réseau moyen total</b>	<b>33,0</b>	<b>36,5</b>	<b>43,7</b>
<b>Pour un client résidentiel au tarif bleu</b>			
Coût réseau	65	72	86
Coût énergie	60	60-70	70-85
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>132-142</b>	<b>156-171</b>

**Tableau 2. Coûts unitaires d'électricité selon le mix électrique**

mais montrent une augmentation de seulement 0,3 % à 1,2 % de la consommation d'électricité raccordée en distribution : le développement des nouveaux usages est de fait contrebalancé par l'efficacité énergétique. Et si la courbe de charge se déforme, le rapport [Enedis, 2021], tout comme l'étude [RTE-ADEME, 2020], montre que la pointe de consommation annuelle évolue peu malgré une électrification importante des usages chauffage et mobilité. C'est bien le développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution qui est le facteur déterminant des investissements à réaliser à la maille distribution.

Cette augmentation des coûts du réseau électrique en distribution se situe autour de 2,6 et 3,5 €/MWh pour le scénario le plus bas et autour de 10,7-14,2 €/MWh dans le scénario le plus haut. Nous retenons cette estimation haute dans nos calculs.

Ces évolutions de coût d'utilisation des réseaux sont répercutées sur la facture des clients raccordés, en s'appuyant sur les données de structure tarifaire fournies par [CRE, 2021a]<sup>6</sup>. Cela conduit pour un ménage au tarif bleu résidentiel à une multiplication par un facteur proche de 2, comme présenté dans le Tableau 2.

### Comparaison des différences entre factures de gaz et facture d'électricité de substitution : méthodologie

Pour chacun des scénarios modélisés, nous allons calculer la différence  $\Delta$  entre la facture de gaz globale à l'échelle du réseau et la facture d'électricité correspondant à un transfert de ces usages vers l'électricité d'après les scénarios de substitution construits précédemment. Cette différence  $\Delta$  s'exprime de la manière suivante :

$$\Delta = (coût_{réseau}^{gaz} + coût_{combu}^{gaz}) - \left( \frac{coût_{réseau}^{elec} + coût_{combu}^{elec}}{R\left(\frac{elec}{gaz}\right)} \right)$$

Où on rappelle que :

- Les coûts de combustibles et de réseaux de gaz ( $coûts_{combu}^{gaz}$  et  $coûts_{réseau}^{gaz}$ ) correspondent aux coûts calculés dans les sections 4 et 5 précédentes.
- Le coût de combustible électricité ( $coûts_{combu}^{elec}$ ) est différencié suivant la nature du mix électrique.
- Les coûts de réseau pour l'électricité distribuée ( $coûts_{réseau}^{elec}$ ) sont la somme des coûts de distribution et de transport qui eux sont différenciés, sur leur part coût de distribution, suivant la nature du mix électrique.
- Le facteur de substitution  $R\left(\frac{elec}{gaz}\right)$  désigne le ratio entre les rendements électriques

et gaz pouvant satisfaire le même besoin utile et est calculé en moyenne sur l'ensemble des consommations raccordées au réseau de distribution d'après les scénarios de substitution construits précédemment.

## 7. Résultats : surcoût de la décarbonation du gaz consommé en distribution par rapport au coût de l'électrification de ces usages

Dans cette partie, nous présentons, pour l'ensemble de nos scénarios, les résultats de surcoût  $\Delta$  de la facture gaz par rapport à la facture électrique de substitution (cf. Figure 5).

**Le surcoût annuel pour la collectivité du maintien des usages gaz en distribution représente 0,25 % à 1 % du PIB français**

À l'échelle du réseau de distribution gaz, dans le cas le plus favorable d'un gisement élevé de biométhane et de coût de production de l'électricité pris dans la fourchette basse des coûts des types de mix électriques testés, le surcoût entre le maintien d'usages gaz décarbonés et l'électrification de ces usages est compris entre 6 et 21 milliards d'euros par an, prenant en compte les différences de coût d'investissement des technologies à l'aval. Un gisement moindre de biométhane et des coûts de production d'électricité pris dans la fourchette haute se traduisent par un surcoût annuel de maintien des usages gaz compris entre 8 et

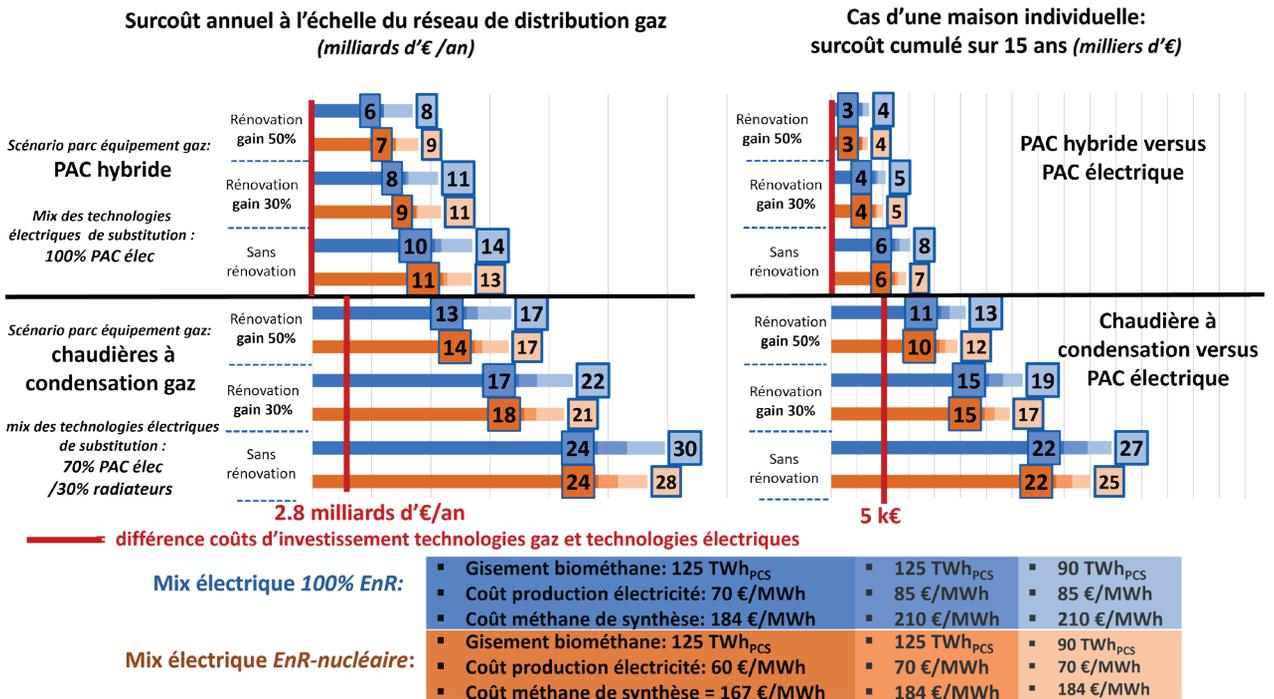


Figure 5. Surcoût annuel du maintien des usages gaz en distribution et surcoût cumulé sur 15 ans pour une maison individuelle

27 milliards d'euros par an. Le maintien des usages gaz en distribution pénaliserait l'économie française quasiment à hauteur d'une très large part de sa croissance annuelle moyenne.

**Pour un consommateur moyen, le surcoût est supérieur au coût d'installation d'une pompe à chaleur électrique**

À partir des résultats précédents, nous avons calculé le surcoût moyen cumulé sur 15 ans pour un point de livraison consommant initialement 15 MWh de gaz, ce qui correspond au cas d'une maison moyenne de 120 m<sup>2</sup> (partie droite de la Figure 5). Les résultats montrent que, après avoir soustrait les différences de coûts d'investissement des technologies à l'aval, le surcoût entre les scénarios de maintien d'usages gaz et les scénarios d'électrification de ces usages est compris entre 3 000 et 8 000 € dans le cas d'une PAC hybride, et entre 6 000 et 22 000 € dans le cas d'une chaudière à condensation.

### Synthèse et conclusion

Le gisement de biométhane mobilisable identifié par les études représente seulement 20 à 30 % de la consommation actuelle. Cette étude montre que, même en supposant des efforts de rénovation très ambitieux des bâtiments, les gisements techniques de biométhane seront insuffisants pour assurer la décarbonation du système gazier français : le mix de gaz renouvelable produit à partir de biomasse devrait alors être complété par du méthane de synthèse, beaucoup plus coûteux.

Les résultats montrent que, dans un scénario de neutralité carbone et dans le cas de maintien des usages gaz raccordés en distribution, la facture française de combustible gaz décarboné pourrait atteindre 23 et jusqu'à 61 milliards d'euros par an, suivant le coût du méthane de synthèse contre 10 milliards d'euros par an sur la dernière décennie.

L'étude montre aussi de façon robuste que le coût du maintien des usages gaz raccordés

en distribution engendre systématiquement un surcoût conséquent par rapport à la substitution par des équipements électriques (pompes à chaleur...), quel que soit le type d'équipements gaz et le niveau de rénovation thermique atteint dans les bâtiments. Ce surcoût est compris entre 6 et 27 milliards d'euros par an soit l'équivalent de 25 % à presque 100 % de la croissance annuelle française moyenne au cours de la décennie écoulée. Il représente un surcoût par ménage largement supérieur au coût d'investissement dans une pompe à chaleur électrique.

Une transition efficace suppose donc non seulement de réduire drastiquement les volumes globaux de gaz consommé à décarboner, mais aussi de réaliser une allocation économiquement efficace de la ressource de biométhane entre les usages raccordés au réseau de transport de gaz et les usages raccordés au réseau de distribution de gaz. De ce point de vue la valeur d'usage du biométhane est supérieure pour les usages raccordés au réseau de transport par rapport à ceux raccordés au réseau de distribution. Des politiques de chauffage permettant de réduire ou d'exclure les usages gaz partout où il est possible d'électrifier ces usages ou d'utiliser des réseaux de chaleur apparaissent donc comme une option sans regret. Les résultats montrent aussi que la question du devenir économique des infrastructures de distribution gaz doit être posée et apportent des éléments pour l'aborder.

### RÉFÉRENCES

ACER-CEER, "When and How to Regulate Hydrogen Networks?", European Green Deal Regulatory White Paper series (paper #1) relevant to the European Commission's Hydrogen and Energy System Integration Strategies, 2021.

ADEME, «Transitions 2050», 2021.

ADEME, «Coût des énergies renouvelables et de récupération en France», 2019.

ADEME-RTE, «Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035?», rapport RTE ADEME, 2020.

AgoraEnergieWende, «No regret hydrogen», 2021.

Caglaya G., «Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe», (Institute of Energy and Climate research), *International Journal of hydrogen Energy* 45, 2020.

Carbone 4, «Transport routier : quelles motorisations alternatives pour le climat?», 2020.

Cayla J.M., Grignon-Masse L., Hauet J.P., «Peut-on atteindre la neutralité carbone dans le secteur résidentiel?», REE(3), 2019.

CEREN, «Les gisements d'économie d'énergie dans l'industrie lourde», étude n° 0314, 2012.

CEREN, «Les gisements d'économie d'énergie dans les industries intermédiaires», étude n° 1314, 2013.

CEREN, «Les gisements d'économie d'énergie dans la petite industrie», étude n° 2314, 2014.

CRE, «Bilan sur 10 ans du cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France», 2019.

CRE, «Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel – 3<sup>e</sup> trimestre 2021», 2021.

CRE, «Le vecteur hydrogène», Rapport du comité de prospective de la CRE, 2021.

Enedis, «Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050», 2021.

Fournigues J.-M., «Les pompes à chaleur haute température pour l'industrie : une innovation disponible pour un marché en plein essor», REE (4), 2020.

France Stratégie, «Biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel», 2021.

Gas for Climate, «European Hydrogen Backbone», 2021.

GRTgaz, GRDF, Teréga, STORENGY, «Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel», 2019.

IDDR, «Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe», 2022.

IDDR, «Neutralité carbone en Europe : défis futurs pour les infrastructures de gaz», 2021.

MTE, «Stratégie nationale bas carbone», 2020.

Netbeheer Nederland (association des gestionnaires de réseau des Pays-Bas), «Samenvatting Het Energiesysteem van de Toekomst, Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050», 2021.

RTE, «Futurs Énergétiques 2050», 2021.

Sénat, «Rapport d'information fait au nom de la mission d'information sur la méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts», 2021.

Solagro, «Nouvelle-Aquitaine : 100 % gaz vert en 2050?», rapport complet de l'étude, 2020.

Staatsoezicht op de Mijnen, «Toekomstbeelden van de energietransitie», 2018.

## NOTES

1. Gisements 2050 de biomasse agricole méthanisable identifiés dans l'étude [France Stratégie, 2021] : un gisement technique supplémentaire de 22-30 TWh<sub>PCS</sub> de résidus de cultures méthanisables identifié dans les variantes B+ de l'étude n'est pas comptabilisé car il n'existe pas actuellement d'études pouvant confirmer ou infirmer un impact négatif sur la quantité de retour de carbone dans les sols apportés par les digestats de la méthanisation de ces résidus (par rapport à une situation de retour direct au sol lorsque les résidus de paille sont laissés sur place).

2. Compatibilité à l'hydrogène des usages raccordés : si pour la cuisson et le chauffage un usage de l'hydrogène semble technologiquement possible, un certain nombre d'usages raccordés en distribution ou en transport ne sont pas compatibles avec la présence d'hydrogène même en faibles proportions en mélange dans le gaz. Exemples : moteurs : maximum 2 % en volume; verriers : non compatible; réservoirs des véhicules : maximum 2 % (notamment en cas de gaz naturel comprimé pour véhicules). Les concentrations H<sub>2</sub> actuellement autorisées dans les pays européens sont ainsi très faibles (<0,1 % en volume : Belgique, Royaume-Uni, Pays-Bas) ou, si plus élevées, comme en France (6 % en volume) ou en Allemagne (10 %) conditionnées à des autorisations au cas par cas suivant la compatibilité des usages avals raccordés dans les boucles de distribution concernées. En France, les prescriptions techniques du gaz [GRTgaz-GRDF-Téréga-STORENGY, 2019] restreignent ainsi la possibilité d'injection d'hydrogène à des zones qui seraient identifiées comme «propices».

3. Stockages souterrains gaz reconvertibles pour le stockage d'hydrogène : la plupart des stockages souterrains gaz autres que ceux de type cavité saline ne sont pas compatibles à la présence d'hydrogène même à des teneurs faibles. En effet, l'hydrogène est un bon support pour les bactéries réductrices de sulfate et réductrices de sulfure. Aussi, dans les stockages souterrains dans des cavités constituées de roches poreuses (exemples : aquifères salins, champs déplétés) il y a un risque de prolifération des bactéries, menant à la formation de sulfure d'hydrogène, à la consommation de l'hydrogène et au bouchage des réservoirs rocheux : seuls les cavités salines ou les stockages souterrains à très grande profondeur (>2000 m) sont

## Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz

donc compatibles avec l'hydrogène. Mais les stockages européens de gaz en aquifères salins ou champs déplétés se situent, à de rares exceptions près, à des profondeurs inférieures à 2000 m.

4. Potentiel français pour de nouveaux stockages souterrains d'hydrogène : l'étude [Caglaya, 2020] montre qu'en Europe, le potentiel géologique pour le creusement de nouvelles cavités salines est concentré essentiellement en Europe du Nord (Allemagne, Pays-Bas, Pologne et, dans une moindre mesure Royaume-Uni) et en mer du Nord. L'étude considère que ce potentiel est nul en France, car les potentiels géologiques pour le creusement de nouvelles cavités de stockage sont limités et non favorables car situés à plus de 50 km de la mer (ce qui rend impossible l'évacuation des saumures de dissolution lors du creusement).

5. Pour les hypothèses de coût des équipements, ceci revient à des hypothèses de coût HT pour une maison individuelle de l'ordre de 9700 euros pour une PAC électrique contre 4700 euros pour une chaudière gaz à condensation et 2900 euros pour des radiateurs électriques. La PAC HT industrielle et la PAC tertiaire affichant des ratios de coût du kilowatt posé d'un facteur 3,2 environ par rapport aux chaudières gaz.

6. Déformation tarifaire des coûts réseau : d'après [CRE, 2021] tarif bleu résidentiel 2021 = 125 €/MWh HT soit 192 €/MWh TTC (35 % de taxes). Part réseau (34 %) 65 €/MWh ce qui est 1,97 fois supérieur au coût moyen 2017 réseau T+D (33 €/MWh) calculé d'après les données [CRE, 2019].

### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Contenu CO<sub>2</sub> du chauffage électrique en France, *Benjamin Haas, Florence Khayat, Isabelle Moretti (n° 651, juillet-août 2020)*
- Électrifier et décarboner en même temps, *Thibaut Brac de la Perrière, Jean-Jacques Coursol, Laurent Joudon, Jacques Merley (n° 652, septembre-octobre 2020)*
- La neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses, *Henri Prévot (n° 656, mai-juin 2021)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).