

De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné

Pierre-Laurent Lucille*, Guillaume Erbs*,
Andrew Harbord*, Jimmy Kha*

@ 67110

Mots-clés : gaz décarboné¹, réseaux gaz, couplage sectoriel, valeur assurantielle, pointe électrique

Si la décarbonation du système énergétique français passe indéniablement par l'électrification des usages, elle ne doit pas se faire aux dépens de la sécurité d'approvisionnement. Le présent article montre que le succès d'une décarbonation résiliente réside dans une intégration intelligente des systèmes électriques et gaziers, où les deux vecteurs ne sont pas concurrents mais complémentaires. Dans ce cadre, le système gaz et ses infrastructures, notamment le réseau de distribution, jouent un rôle de fournisseur de capacité permettant de concilier forte électrification et croissance maîtrisée de la pointe électrique. Ne pas embrasser une telle vision systémique conduit à des conclusions erronées sur l'utilité économique des réseaux de distribution de gaz.

Introduction

Dans son numéro 660 de janvier-février 2022, *La Revue de l'Énergie* a publié un article de Dominique Lafond, Jean-Michel Cayla et Sylvie Magois, traitant des « coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz » [Lafond et al., 2022], qui démontrerait qu'« une politique d'électrification des usages énergétiques des bâtiments [serait] toujours moins coûteuse qu'un maintien du gaz ». En d'autres termes et pour résumer, les auteurs préconisent la fin des infrastructures de distribution de gaz car une sortie complète du gaz dans les bâtiments serait moins coûteuse qu'une stratégie équilibrée incluant un recours au gaz vert.

Les conclusions des auteurs sont basées sur des hypothèses défavorables au méthane décarboné et favorables à l'électricité. Ces

conclusions ne sont pas robustes et des choix d'hypothèses différentes, s'appuyant sur des sources reconnues, inversent les conclusions.

L'objet de cet article est d'apporter une réponse argumentée au propos de Lafond et al. Il est question ici de choix énergétiques cruciaux, à opérer dès aujourd'hui, pour décarboner l'économie d'ici 2050 tout en minimisant le coût pour la société.

Les parties 1 et 2 de notre étude montrent que les ressources de méthane décarboné ne sont pas aussi limitées que celles envisagées par Lafond et al. et que leur coût pourrait baisser à l'horizon 2050. Les parties 3 à 6 s'attachent à démontrer que les hypothèses choisies pour le système électrique par Lafond et al. ne sont pas cohérentes avec le taux d'électrification, notamment du chauffage, présenté dans leur article. Les coûts d'une mise en cohérence du

* ENGIE.

système électrique avec une telle électrification pourraient de plus être conséquents.

Enfin, au-delà de la robustesse des résultats aux hypothèses, ce type d'évaluation devrait être réalisé à l'aide d'une modélisation économique sans tropisme, qui intègre l'ensemble des vecteurs énergétiques (électricité, méthane, hydrogène et chaleur). Cette approche est la seule à même de prendre en compte tous les effets et d'évaluer le coût pour la société dans sa globalité, en mettant à profit la complémentarité des diverses fonctions des actifs du système énergétique, par exemple le rôle de fournisseur de capacité des réseaux de gaz. La partie 7 explique ainsi pourquoi les infrastructures gazières ont un rôle assurantiel conférant au système énergétique, soumis à de nombreux aléas, une résilience essentielle dans sa trajectoire de décarbonation.

1. Tous les scénarios de référence (ADEME, SNBC) conservent une consommation de gaz en 2050

La demande en méthane en 2050 est très contrastée d'un scénario de transition énergétique à l'autre, cependant un plancher à 160 TWh_{PCS} semble émerger. Or le scénario de Lafond et al. considère quant à lui une demande restante, après électrification des usages, de 100 TWh_{PCS}, c'est-à-dire un niveau bien en deçà du plus conservateur des scénarios.

L'ADEME propose notamment quatre scénarios de neutralité carbone qui se classent en deux familles : «les frugaux» (S1 et S2) et «les technologiques» (S3 et S4). Le scénario S4 de l'ADEME est celui où la consommation de méthane est la plus élevée avec 412 TWh_{PCS} (cf. Figure 1). Ce scénario n'implique pas de remise en cause du mode de vie tel qu'il existe aujourd'hui dans les pays développés : la sobriété énergétique n'est pas un objectif et la réparation des dégâts causés à l'environnement se fonde sur d'ambitieux paris technologiques comme le développement de la captation du carbone dans l'atmosphère. À l'opposé du spectre, le scénario S1 de l'ADEME présente

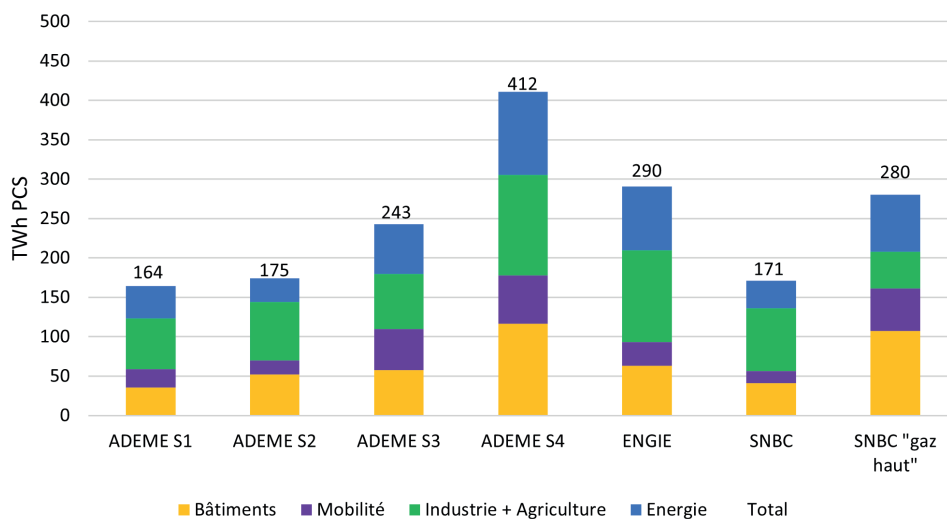


Figure 1. Demande totale de méthane en 2050, par scénario et par usage

Sources : ADEME, ENGIE, RTE

un minimum de demande de méthane avec 164 TWh_{PCS}. Dans ce scénario, la transition énergétique est régie par la sobriété qui passe pour partie par des mesures coercitives, la capacité des acteurs économiques à s'adapter rapidement étant parfois difficile.

Le scénario de référence de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) est quant à lui assez proche des deux scénarios S1 et S2 de l'ADEME, tant en volume total qu'en composition sectorielle, avec en particulier une consommation annuelle pour le chauffage inférieure à 45 TWh_{PCS}. Il considère une décarbonation qui se fonde sur une forte pénétration de l'électricité au niveau des usages finaux. La préférence pour l'électricité renouvelable et décarbonée, la limitation du développement des solutions hybrides pour le chauffage ainsi que l'absence de prise en compte de la technologie *Carbon Capture and Storage* (CCS) ou d'importation de gaz verts, entraînent une pression importante sur le système électrique qui doit être développé de façon poussée.

Enfin, le scénario d'ENGIE est en ligne avec le scénario SNBC «gaz haut», avec plus de 280 TWh_{PCS} de demande en méthane décarboné. La neutralité carbone est par ailleurs atteinte en 2050 grâce à l'électrification des usages et au développement d'une offre en gaz verts importante et diversifiée, dont une partie peut être importée, qui permet la maîtrise de la pointe électrique. Une mise en œuvre efficace du couplage sectoriel entre les secteurs (*vehicle-to-grid*, un grand nombre de pompes à chaleur [PAC] hybrides à l'instar du scénario S3 de l'ADEME, électrolyseurs, etc.) et l'absence d'obstacle au déploiement technologique conduisent à une approche équilibrée, continue et progressive.

Du point de vue de la répartition de la demande en méthane par secteur, la Figure 1 montre que l'industrie, pour produire de la chaleur ou en usage de matière première, constitue un socle d'au moins 70 TWh_{PCS} de consommation dans tous les scénarios. La consommation dans le secteur du bâtiment baisse drastiquement dans tous les scénarios,

du fait de la rénovation thermique. Les secteurs de l'énergie et de la mobilité présentent eux des demandes contrastées d'un scénario à l'autre.

On observe que le volume de biométhane est généralement compris entre 100 TWh_{PCS} (scénarios frugaux de l'ADEME) et 200 TWh_{PCS} (S3 ADEME). Plus précisément, on considère un volume de biométhane première génération généralement compris entre 100 TWh_{PCS} et 130-140 TWh_{PCS}. Le biométhane deuxième génération est fortement développé uniquement dans le scénario S3 de l'ADEME, à un niveau de 20 TWh_{PCS} dans le scénario S4 ainsi que chez ENGIE.

Le gaz naturel, présent dans tous les scénarios ADEME, est compensé par les puits de carbone naturels. Le mix SNBC s'appuie quant à lui essentiellement sur le biométhane. Seul le scénario d'ENGIE considère l'option de coupler du gaz naturel au CCS alors que dans son scénario S4, l'ADEME couple combustion de biomasse et CCS, pour générer des émissions négatives.

Tous les scénarios prévoient donc un maintien de la consommation de gaz : d'une part certains usages, notamment industriels, ne peuvent être électrifiés, d'autre part les infrastructures gazières ont un rôle de stockage intersaisonnier qui permet de répondre au besoin de chauffage des bâtiments en hiver.

2. Des gisements importants permettent la production de biométhane et de méthane de synthèse à un coût abordable

L'article de Lafond et al. retient des hypothèses très conservatrices en matière de gisement de biométhane, il ne considère pas toutes les technologies ou sources d'approvisionnement possibles. L'étude de la littérature montre que des hypothèses beaucoup plus optimistes peuvent être prises tout en restant réalistes. En outre, l'article fait l'hypothèse que les coûts ne baisseront pas d'ici 2050, or on peut dès

aujourd'hui observer des coûts plus bas que ceux retenus par les auteurs et la littérature montre qu'on peut s'attendre à une baisse des coûts à l'horizon 2050, comme on le voit à la fin du paragraphe suivant.

Un gisement local important est accessible en mobilisant toutes les filières, à un coût abordable

Les évaluations du gisement de biomasse sont cohérentes d'une étude à l'autre. Cependant, les possibilités de production de biométhane à partir de ce gisement de biomasse varient en fonction des hypothèses de mobilisation et d'allocation aux demandes énergétiques et non énergétiques retenues.

Les gisements de méthane décarboné obtenus varient également en fonction des filières retenues et étudiées :

- biométhane de première génération (méthanisation de résidus agricoles, effluents d'élevage et déchets organiques ménagers);
- biométhane de deuxième génération (pyrogazéification et gazéification

hydrothermale : technologies moins matures aujourd'hui mais très prometteuses);

- méthane de synthèse par méthanation (mélange d'hydrogène et de CO₂);
- technologies de captage du carbone issu de la combustion du gaz naturel.

La Figure 2 représente les gisements de méthane décarboné par scénario de référence et par filière de production. Parmi ces scénarios, seule l'étude de l'ADEME [ADEME, 2018] et les hypothèses d'ENGIE considèrent l'ensemble des filières de production disponibles.

L'étude de France Stratégie [France Stratégie, 2021] utilise des hypothèses conservatrices et offre ainsi une vision basse du potentiel de biométhane. C'est bien un écart de périmètre qui explique la différence de niveau de gisement par rapport aux autres évaluations. Il convient donc d'ajouter le potentiel des intrants (déchets ménagers organiques) et des technologies (pyrogazéification, gazéification hydrothermale) qui n'y est pas considéré. Sans cet ajout (en hachuré sur le graphe de la Figure 2), le potentiel de l'étude France Stratégie n'est pas comparable aux autres sources.

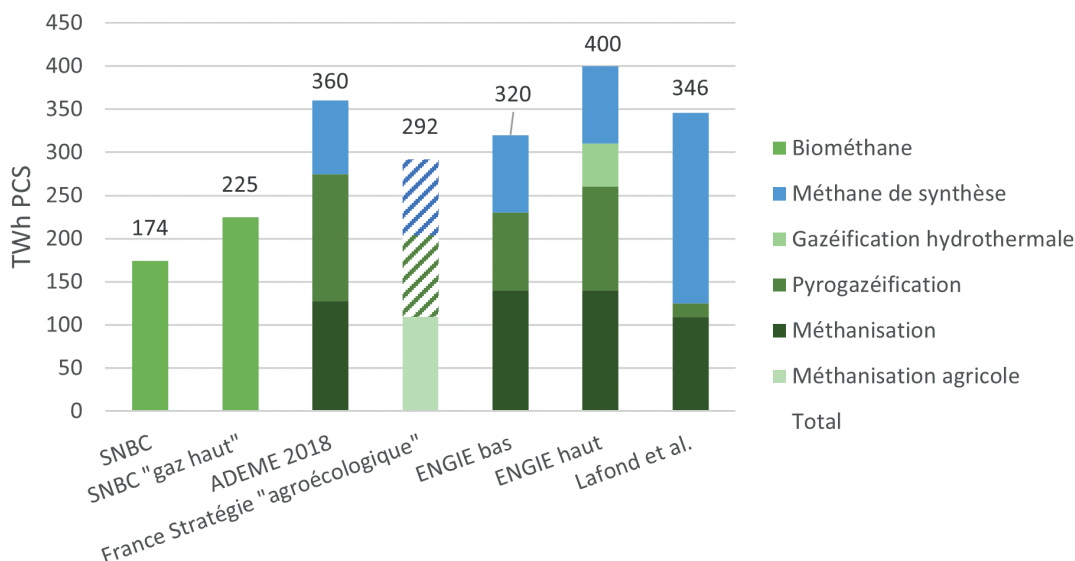


Figure 2. Gisements de méthane décarboné en 2050
Sources : ADEME, France Stratégie, ENGIE, Lafond et al., RTE

De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné

En considérant des hypothèses plus optimistes sur les options technologiques disponibles à terme et la mobilisation de la filière nécessaire pour atteindre la neutralité carbone, un gisement de 400 TWh_{PCS} de méthane décarboné peut être envisagé, dont 310 TWh_{PCS} de biométhane. Ce gisement, s'il est fiabilisé et sécurisé, permet de couvrir la totalité de la demande en méthane à l'horizon 2050, y compris en cas d'aléas sur la trajectoire de développement des moyens de production électriques, d'électrification des usages, de rénovation des logements ou de développement d'une des technologies de production de méthane décarboné. Ces évaluations sont faites sur la base de biomasse n'entrant pas en concurrence avec les usages alimentaires ni les usages du bois en tant que matériau.

Les évaluations des coûts du méthane décarboné varient également de manière importante, ce qui reflète les incertitudes quant aux prévisions de baisse de ces coûts. On peut retenir de la Figure 3 que les coûts de la méthanisation se situeraient entre 69 et 76 €/MWh_{PCS} en 2050, contre 90 à 100 €/MWh_{PCS} aujourd'hui. Les coûts de la pyrogazéification pourraient eux se trouver dans un intervalle de 83 et 117 €/MWh_{PCS}. Ceux du méthane de synthèse

enfin, entre 117 et 165 €/MWh_{PCS}. Deux leviers principaux permettent de faire baisser à court terme les coûts de production de biométhane par rapport à ceux d'aujourd'hui : la maximisation du pouvoir méthanogène des intrants et les économies d'échelle. Ainsi, d'après le cabinet de conseil en stratégie spécialisé dans les énergies renouvelables ENEA [ENEA, 2018], l'activation de ces deux leviers pourrait faire baisser à court terme ces coûts de 10,6 €/MWh.

On peut en déduire que Lafond et al. considèrent un système gazier avec un nombre de filières de production de biométhane limité : gisement limité de biométhane première génération, de biométhane deuxième génération, sans prendre en compte le gisement de résidus de bois. Dans leur perspective, les coûts de production ne baissent pas et restent donc élevés.

L'importation de gaz verts ou l'utilisation du captage et du stockage du CO₂ pourrait compléter ce gisement

Le méthane fossile couplé au CCS — le CO₂ serait stocké par exemple dans des gisements déplétés et des aquifères salins en mer du Nord ou bien minéralisé dans des matériaux

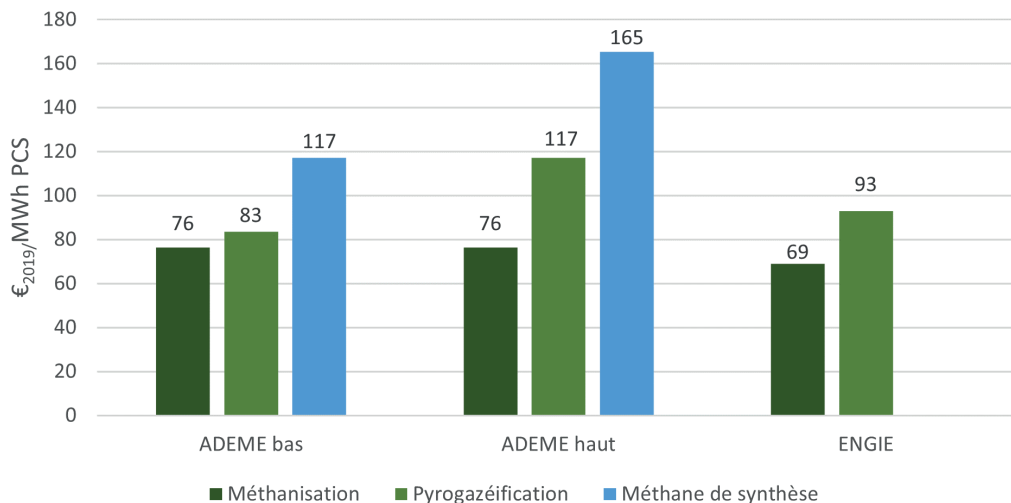


Figure 3. Coût de production du méthane décarboné en 2050

Sources : ADEME, ENGIE

— s'intègre à des solutions commercialisées dès aujourd'hui. Cette technique pourrait convenir aux usages industriels ou à la production d'électricité. Des projets de CCS à grande échelle sont déjà en cours de développement, par exemple le projet H2BE [H2BE, 2021] en Belgique pour la production d'hydrogène à partir de gaz naturel avec CCS, qui s'interfacera avec le projet d'infrastructure de transport de CO₂ de Fluxys [Fluxys, 2021]. La technologie CCS est considérée dans la plupart des scénarios de transition énergétique comme ceux de l'ADEME [ADEME, 2021] ou ceux de l'Agence Internationale de l'Énergie [AIE, 2021].

En outre, les pays du nord et du sud de l'Europe ont un potentiel de production d'électricité renouvelable à bas coût, grâce aux facteurs de charge éoliens ou solaires importants, offrant la possibilité d'importer du méthane de synthèse à un coût compétitif. L'Europe est également connectée aux pays du Maghreb (Maroc et Algérie) par des canalisations qui permettent aujourd'hui d'importer du gaz naturel. À terme, du méthane de synthèse pourrait être produit à partir d'hydrogène vert produit là-bas à bas coût, puis importé en Europe. Concrètement, d'après l'European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) [ENTSO-G, 2021], la canalisation qui relie l'Espagne au Maghreb a un potentiel d'importation de 266 TWh_{PCS}/an et celle qui relie le Maghreb à l'Italie, de 589 TWh_{PCS}/an.

La France possède des terminaux méthaniers qui permettraient également d'importer jusqu'à 285 TWh_{PCS} de méthane vert par an, sous forme liquide. Ces terminaux pourraient être exploités afin d'importer du méthane de synthèse produit à bas coût dans des pays n'étant pas connectés à l'Europe et disposant de potentiels importants de production d'électricité renouvelable bon marché, tels que le Chili ou les États-Unis (Texas).

L'étude de Frontier Economics pour Agora Energiewende et Agora Verkehrswende [Agora, 2018] estime que du méthane de synthèse importé d'Afrique du Nord ou du Moyen-Orient, produit à partir de solaire photovoltaïque,

pourrait coûter entre 60 €/MWh_{PCS} et 116 €/MWh_{PCS} en 2050. Ce méthane de synthèse serait livré en Allemagne sous forme de GNL. Pour atteindre ces niveaux en 2050, les hypothèses considèrent une baisse importante du coût des différents éléments de la chaîne de production (solaire photovoltaïque, électrolyse, méthanation et capture du CO₂ dans l'air), couplée à un facteur de charge solaire important, dû à l'ensoleillement élevé de ces pays. De même, du méthane de synthèse importé d'Islande produit à partir de géothermie et hydroélectricité pourrait coûter environ 75 €/MWh_{PCS} en 2050. Ces niveaux de coût rendent le méthane importé compétitif, par rapport même à celui du biométhane produit localement, dans certains cas. Dans les simulations présentées dans la partie 6, nous considérons la valeur intermédiaire de 99 €/MWh_{PCS} pour refléter le coût à terme du méthane de synthèse.

Le gaz naturel couplé au CCS et le méthane de synthèse importé complètent donc l'offre de biométhane et de méthane de synthèse local, dans un mix de gaz verts diversifié et compétitif à l'horizon 2050. De telles importations, même si elles représentaient une centaine de térawattheures, permettraient à la France d'être autonome énergétiquement à hauteur d'environ 90 %.

3. L'article de Lafond et al. présente un scénario d'électrification extrême des usages

Un taux d'électrification du chauffage extrêmement élevé

Les scénarios d'électrification des usages gaz développés par Lafond et al. [Lafond et al., 2022] supposent le passage des 11 millions de clients gaz actuels à :

1. un mix de 70 % de PAC électriques et de 30 % de radiateurs à effet Joule, comparé à un scénario où tous les clients gaz utilisent des chaudières à condensation ;
2. un mix de 100 % de PAC électriques, comparé à un scénario où tous les clients gaz utilisent des PAC hybrides.

De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné

Cependant, l'article ne décrit pas le reste des demandes de chauffage électrique : au-delà des clients actuellement chauffés au gaz, le chauffage au fioul, correspondant à environ 4 millions de clients, doit aussi être décarboné. Il est également impératif de déterminer un mode de chauffage pour les nouveaux logements, au nombre d'environ 5 millions d'ici 2050 selon RTE [RTE, 2021].

Afin de déterminer les taux d'électrification induits par les options de chauffage de Lafond et al., nous nous sommes employés à répartir le nombre de logements en fonction de ces différentes options. Pour ce faire, nous nous fondons sur le scénario central de RTE [RTE, 2021] pour lequel nous retenons les projections à 2050 du nombre de logements chauffés en biénergie (chauffage électrique combiné au chauffage à bois), au solaire thermique, grâce aux réseaux de chaleur ou à la biomasse. Pour tous les autres logements, les hypothèses des scénarios de Lafond et al. sont appliquées.

Les résultats sont présentés dans le Tableau 1 et montrent que les scénarios développés engendrent des taux d'électrification du chauffage de près de 80 %, au-delà des 70 % atteints par RTE [RTE, 2021], et largement au-delà des 50 % considérés par Enedis [Enedis, 2021]. Un tel niveau d'électrification pose la question de

la faisabilité technique de l'acheminement de l'électricité et de la capacité des filières renouvelables et nucléaire à produire cette électricité complémentaire qui n'est comptabilisée dans aucun scénario.

Une électrification généralisée de l'industrie

L'article de Lafond et al. électrifie 45 % des usages dans l'industrie qui est aujourd'hui raccordée aux réseaux de distribution de gaz. Ce taux constitue une ambition forte, avec des technologies encore à développer. En effet, selon le CEREN [CEREN, 2020], plus de 75 % de la consommation de combustible industrielle ne peut être convertie à l'électricité avec des technologies aujourd'hui matures.

Enfin, l'article ne précise pas non plus l'énergie consommée par les 55 % restants de ces industries. Maintenir des réseaux de distribution de gaz uniquement pour ces volumes résiduels aurait effectivement un coût prohibitif. Les convertir à l'hydrogène requerrait le développement de réseaux de distribution adaptés, ce qui représenterait également un coût important et semble peu probable. Dans ces conditions, les auteurs suggèrent-ils que l'on pourrait électrifier 100 % des usages industriels, alors que cela semble en contradiction avec toutes les analyses sectorielles sur le sujet?

Millions de logements	2021	Scénario PAC électriques + convecteurs	Scénario PAC électriques	RTE
PAC hybrides	0	0	0	3
PAC	1	18	22	15
Effet Joule	9	7	4	5
Élec. + bois	1	2	2	2
Solaire thermique	0	1	1	1
Réseau de chaleur	1	4	4	4
Biomasse	1	2	2	2
Gaz	12	0	0	4
Fioul	4	0	0	0

Tableau 1. Projections à 2050 du nombre de logements chauffés par type d'énergie

4. Des réseaux aux équipements de chauffage, les coûts du gaz sont inférieurs à ceux de l'électricité

Le coût de la pompe à chaleur hybride est inférieur ou égal à celui de la pompe à chaleur classique

Le coefficient de performance (COP) saisonnier des pompes à chaleur classiques est de 3,5, soit une performance maximale obtenue pour un parc de machines datant de 2035 et après, c'est-à-dire atteinte en 2050, en comptant quinze ans de durée de vie. En pratique, les fuites de fluide et les défauts de dimensionnement permettent difficilement d'atteindre ce niveau de valeur.

Dans l'étude de Lafond et al. [Lafond et al., 2022], l'affirmation « par souci de simplification, s'agissant des pompes à chaleur hybrides, nous considérons un coût d'investissement identique à la pompe à chaleur électrique » est structurante mais ne correspond pas totalement à la réalité. Un dimensionnement correct des PAC hybrides peut permettre des baisses de coût significatives dans certains cas. En effet, la partie électrique pouvant être soutenue par la partie gaz lorsque la performance baisse, la puissance de la PAC hybride n'a pas besoin d'être aussi importante. Cela entraîne des gains sur le coût d'investissement, mais également sur l'abonnement électrique, la puissance souscrite étant moindre. En revanche, l'ajout de la partie gaz de la pompe à chaleur hybride entraîne un surcoût.

En maison individuelle, il est estimé que l'équilibre entre baisse des coûts sur la partie électrique et surcoût lié à la partie gaz amène à un coût d'investissement de la pompe à chaleur hybride équivalent à celui de la pompe à chaleur classique. Si du point de vue du consommateur le coût est similaire, la pompe à chaleur hybride permet cependant des bénéfices significatifs pour le système énergétique, tel qu'expliqué *infra*.

Dans le cas de la chaufferie collective, on estime les économies liées au moindre dimensionnement de la partie électrique bien supérieures aux surcoûts liés à la chaudière gaz. Cela signifie que pour toute une partie du parc de bâtiments, le choix d'une pompe à chaleur électrique entraînera un surcoût qui n'est pas pris en compte dans l'étude de Lafond et al.

Enfin, plusieurs études effectuées au niveau européen montrent l'intérêt des pompes à chaleur hybrides du point de vue du système énergétique. Par exemple, Guidehouse [Guidehouse, 2021] rapporte différentes études dans plusieurs pays (Royaume-Uni, France, Allemagne, Pays-Bas) chiffrant les gains sociétaux obtenus par l'installation à grande échelle de pompes à chaleur hybrides. De même, la Commission européenne [CE, 2019] montre que l'installation à grande échelle de pompes à chaleur hybrides réduirait les coûts de fonctionnement du système énergétique à l'horizon 2050 par rapport à un scénario dans lequel tous les besoins de chauffage résidentiel seraient assurés par des pompes à chaleur électriques.

Les réseaux gaz ont des coûts très inférieurs à ceux des réseaux électriques et permettent de soulager la pointe électrique

En 2050, le système gazier aura vraisemblablement un rôle important de fournisseur de capacité, en plus de celui de fournisseur d'énergie. Lafond et al. [Lafond et al., 2022] considèrent un scénario avec 11 millions de pompes à chaleur hybrides équipant les logements. Selon l'ADEME et RTE [ADEME-RTE, 2020], un million de pompes à chaleur hybrides permet d'éviter 1,4 GW de pointe électrique. Cette appréciation n'incorpore pas l'effet du soutien par effet Joule intégré dans les pompes à chaleur électriques lors des périodes de froid, qui pourrait augmenter à 3 GW la pointe évitée. Dans ce scénario, les pompes à chaleur hybrides fournissent donc au système électrique de 15 à 33 GW de capacité lors de la pointe, soit l'équivalent de 10 à 20 EPR. À cette capacité des pompes à chaleur hybrides, à l'aval, s'ajoute la capacité également issue du système gazier fournie, à l'amont, par

l'électricité produite à partir de centrales thermiques décarbonées, comprise entre 0 et environ 30 GW, selon les scénarios de RTE.

Cette capacité apporte de la valeur au système électrique en lui permettant de passer les heures de pointe et de disposer de solutions de flexibilité. La disparition des réseaux de distribution de gaz aurait un impact significatif sur la pointe électrique et engendrerait des surcoûts liés à l'investissement dans de nouveaux moyens de production électrique et au renforcement des réseaux (cf. partie 5).

De surcroît, le coût des réseaux est supporté par les consommateurs de gaz et d'électricité. Selon les calculs de Lafond et al. [Lafond et al., 2022], en fonction du taux de rénovation et des types d'équipements, le coût unitaire lié aux réseaux gaz pourrait varier de 12,7 à 25,8 €/MWh_{PCS}. Ces coûts restent très inférieurs aux coûts unitaires liés aux réseaux électriques, estimés entre 36,5 et 43,7 €/MWh. Si on considère la substitution des pompes à chaleur hybrides ou des chaudières par des systèmes totalement électriques, il est logique et vraisemblable que les coûts d'investissement nécessaires au réseau électrique augmentent significativement. De plus, un retard de rénovation thermique des bâtiments sur les objectifs de la SNBC renforcerait encore les pointes de consommation et accentuerait donc la hausse des coûts des réseaux électriques.

5. L'augmentation excessive de la pointe de consommation électrique n'est pas soutenable

Selon l'étude ADEME-RTE [ADEME-RTE, 2020], la pointe de consommation électrique n'évoluerait pas d'ici à 2035, à condition que les mesures d'efficacité énergétique soient bien appliquées. De plus, cette étude suppose que les rénovations ont peu recours aux convecteurs à effet Joule. RTE, dans ses Futurs énergétiques 2050 [RTE, 2021], précise à l'inverse qu'une variante de moindre efficacité énergétique aurait un impact important sur la pointe.

Les scénarios «Continuité et Transition», dans l'exercice de prospective 2050 d'Enedis [Enedis, 2021], considèrent que la pointe n'augmentera pas. Ces résultats sont basés sur une électrification à 50 % des modes de chauffage et à 81 % du parc automobile avec une recharge intelligente — hors des heures de pointe. De même, RTE [RTE, 2021] prend 70 % comme hypothèse de taux d'électrification du chauffage et 95 % pour celui de la mobilité. L'argumentation concluant à une faible évolution de la pointe de consommation résiduelle repose sur une disponibilité de 16 à 18 GW de flexibilités, dont les pompes à chaleur hybrides (3,5 GW de flexibilité). En considérant une électrification totale du chauffage, la vision Lafond et al. s'écarte ainsi largement des conditions essentielles à une évolution maîtrisée de la pointe électrique.

Moins d'efficacité énergétique accentue la pointe de consommation électrique

Pour leurs scénarios gaz, les calculs de Lafond et al. prennent en données d'entrée des gains d'efficacité énergétique dans le bâtiment variant de 0 % à 50 %. Pour autant, les auteurs retiennent des hypothèses sur l'évolution de la pointe et sur les coûts du système électrique tirées du scénario de référence de RTE, c'est-à-dire des gains d'efficacité énergétique d'environ 40 % liés à la rénovation de 700 000 logements par an jusqu'en 2030, puis 800 000 logements par an à partir de 2040. Les conclusions de RTE sur l'évolution de la pointe électrique ne sont donc pas applicables pour les scénarios de Lafond et al. qui s'appuient sur des gains d'efficacité énergétique inférieurs à 40 %. Dans sa variante «efficacité énergétique», RTE met en exergue que si les objectifs de rénovation ne sont pas atteints, la pointe électrique augmentera sensiblement.

Une augmentation prévisible de la pointe de consommation électrique entraîne des coûts importants

Dans le scénario de Lafond et al. d'un mix de chauffage composé de pompes à chaleurs électriques et de convecteurs, il resterait plus

de 7 millions de logements équipés de radiateurs à effet Joule. Pourtant, comme le note le président de l'ADEME Arnaud Leroy dans le communiqué accompagnant l'étude [ADEME-RTE, 2020] : « Cette étude met en évidence que les trois leviers de la décarbonation du bâtiment — isolation, électrification et développement des énergies renouvelables (bois, biométhane, réseau de chaleur) — permettent chacun d'atteindre environ 30 % de la trajectoire CO₂. Elle renforce l'absolue nécessité d'empêcher le déploiement des radiateurs à effet Joule [...] ». Dans la même étude, RTE recommande un très faible recours à l'électrification pour la rénovation des logements, de manière à limiter l'effet sur la pointe. Pour mémoire, dans son bilan prévisionnel, RTE prévoit d'ici à 2035 une conversion de seulement 0,5 million de logements chauffés au gaz vers un chauffage à l'électricité.

Le scénario de Lafond et al. ne comprenant que des pompes à chaleurs électriques compte 22 millions de logements équipés de la sorte. En cas de températures basses, le COP réduit de ces pompes à chaleur et le recours au soutien par chauffage à effet Joule accentuent la pointe. Or si RTE, dans ses Futurs énergétiques 2050, ne voit qu'une augmentation minimale de la pointe, c'est bien grâce aux 2,5 millions de pompes à chaleur hybrides qui s'effacent lors de celle-ci et aux 4 millions de chaudières à gaz qui n'y contribuent pas. En considérant les scénarios de RTE [RTE, 2021] avec 15 millions de pompes à chaleur électriques classiques, le passage à 18 ou 22 millions de pompes à chaleur électriques dans les scénarios de Lafond et al. pourrait donc augmenter la pointe de 4 à 10 GW, voire 9 à 21 GW en prenant en compte le soutien par effet Joule.

Le centre de recherche de la Commission européenne [JRC, 2019] prévoit quant à lui une augmentation de la pointe électrique de 26 GW pour la France si l'on remplaçait tous les chauffages à base d'énergie fossile par des pompes à chaleurs électriques. Les auteurs de cet article soulignent également le besoin en flexibilité au niveau de la demande pour un système énergétique fortement électrifié — flexibilité que

les pompes à chaleur hybrides fournissent. La pointe électrique et son intensification par l'électrification totale du chauffage, pourtant largement documentée, sont donc totalement sous-estimées par l'article de Lafond et al.

De plus, selon la délibération 2021 de la CRE sur le TURPE 6 [CRE, 2021b], les surcoûts engendrés par une augmentation de la pointe sur le réseau basse tension sont d'environ 86 €/kW. Si l'augmentation de la pointe requiert des renforcements des réseaux Haute Tension A et B (HTA et HTB), ce surcoût peut monter jusqu'à 145 €/kW. Au vu de l'augmentation de la pointe estimée précédemment, on peut évaluer ce surcoût entre :

- 344 et 860 millions d'euros sur le réseau basse tension, voire entre 774 et 1806 millions d'euros en prenant en compte le soutien par effet Joule,
- 580 et 1450 millions d'euros sur les réseaux haute tension, voire entre 1305 et 3045 millions d'euros en prenant en compte le soutien par effet Joule.

De plus, il y aurait besoin de nouveaux moyens flexibles de production d'électricité engendrant des coûts supplémentaires pour faire face à cette pointe.

En conclusion, Lafond et al. minorent dans leurs scénarios les surcoûts de la pointe électrique sur les réseaux.

Les capacités additionnelles de production d'électricité pour équilibrer le système électrique à la pointe seront plus difficiles à installer

Pour passer la pointe additionnelle liée à l'électrification, il faudrait installer un mix de capacités de production d'électricité supplémentaires, basées sur des actifs renouvelables, nucléaires et thermiques décarbonés.

Concernant le renouvelable, cela signifierait augmenter le rythme de développement actuel. Ce renouvelable supplémentaire serait de plus localisé dans des zones où le gisement est moins favorable, les localisations les plus

productives se raréfiant. Le coût lié au raccordement des énergies renouvelables au système électrique doit aussi être pris en compte. Selon l'étude de l'Institut du Développement Durable et des Relations Internationales (IDDRI) pour Agora Energiewende [Agora, 2019], le raccordement des énergies renouvelables coûterait 46,5 €/kW pour du photovoltaïque (PV) au sol, 184 €/kW pour du PV en toiture et 272 €/kW pour de l'éolien *onshore*, au périmètre Enedis.

Concernant la filière nucléaire, cela pourrait signifier un développement dépassant celui envisagé dans le cadre du scénario N2 de RTE, ce qui est déjà considéré comme le maximum atteignable par la filière nucléaire.

Enfin, quant au thermique décarboné, il est toujours plus pertinent d'utiliser l'énergie de la molécule de gaz sur le lieu de consommation finale plutôt que de la transformer de façon intermédiaire en électricité, pour des raisons évidentes de différence de rendement. Ainsi il est donc beaucoup plus efficace, pour le chauffage, d'utiliser le méthane décarboné en chaudières (plus de 90 % de rendement) ou en pompes à chaleur hybrides, que de s'en servir en énergie primaire pour les centrales gaz à cycle combiné (60 % de rendement).

Cette situation illustre la difficulté d'équilibrer un système énergétique décarboné basé quasi exclusivement sur de l'électricité, tout en maintenant des coûts raisonnables pour la collectivité.

6. Des résultats peu robustes face à la sensibilité des modèles aux hypothèses utilisées

Il s'agit dans cette partie de reprendre la méthodologie proposée par Lafond et al., malgré les incohérences énumérées précédemment, afin de montrer que les résultats des calculs sont en fait très sensibles aux hypothèses utilisées.

Nous avons tenté de reproduire les résultats présentés dans l'article initial. Les valeurs

obtenues sont du même ordre de grandeur, mais nous n'avons pas pu retrouver les résultats exacts, vraisemblablement dû au fait que quelques détails de calculs intermédiaires manquent.

Ainsi, les hypothèses suivantes ont fait l'objet de variations en utilisant les estimations développées dans les parties précédentes :

- augmentation du gisement de biométhane ;
- baisse du coût du biométhane ;
- baisse du coût du méthane de synthèse ;
- baisse du coefficient de performance des pompes à chaleur électriques ;
- ajout d'un coût de renforcement des réseaux électriques lié à l'augmentation de la pointe.

Les limites méthodologiques ne permettent pas de prendre en compte la valeur capacitaire ou de stockage intersaisonnier du système gazier.

Les graphiques de la Figure 4 représentent l'écart de coût entre les scénarios gaz et les scénarios d'électrification de l'article de Lafond et al., pour chacun des scénarios d'efficacité énergétique et chacun des scénarios de mix électrique. La valeur MAX correspond, dans les limites de l'exercice de réplique, à la valeur trouvée par Lafond et al. La valeur MIN correspond à la valeur trouvée en prenant des hypothèses plus favorables au gaz, documentées précédemment, du point de vue des gisements et des coûts, en diminuant le COP des pompes à chaleur électriques et en incluant des coûts supplémentaires liés à l'électrification, pour les réseaux électriques.

En considérant ces valeurs MIN, un scénario conservant le gaz permet de diminuer les coûts pour la collectivité dans la quasi-totalité des cas. Cet exercice montre le manque de robustesse des résultats obtenus par Lafond et al. et la contestabilité des conclusions associées.

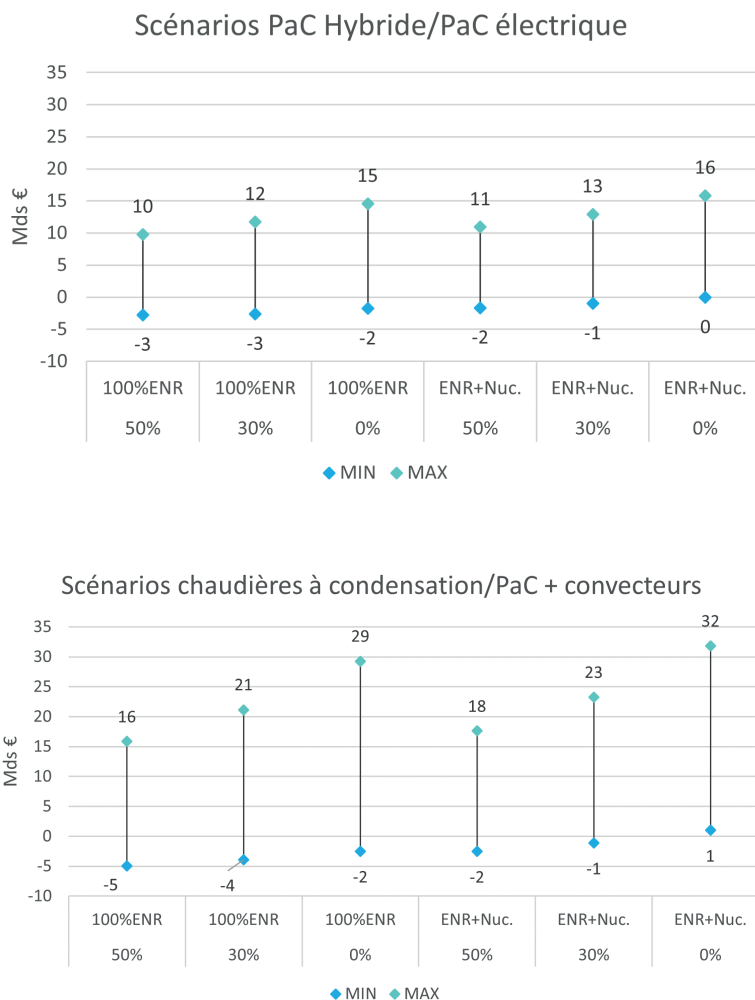


Figure 4. Variation des résultats des scénarios de Lafond et al. en fonction des hypothèses prises
Source : ENGIE

7. Les infrastructures gazières ont une valeur assurantielle et permettent la résilience du système énergétique

Le maintien d'un approvisionnement énergétique sûr et abordable nécessite des leviers de résilience pour faire face à d'éventuelles déviations des trajectoires de décarbonation (rénovation, déploiement des capacités décarbonées) et à des aléas opérationnels et climatiques.

Anticiper le développement de toutes les options énergétiques pour pallier la divergence par rapport aux trajectoires de décarbonation fixées

La SNBC et les politiques publiques proposent une trajectoire de décarbonation du pays avec des objectifs ambitieux dans de nombreux domaines : rythme des rénovations, de l'installation du parc renouvelable, du déploiement de nouvelles tranches nucléaires, de mobilisation de la biomasse, etc. Des déviations sont possibles, voire probables, et doivent être

De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné

prises en compte : par exemple, le développement du parc électrique pourrait être retardé (EPR, énergies renouvelables), de même que celui de la filière biométhane de première et de deuxième génération. Une moindre maîtrise de la demande pourrait également remettre en cause l'atteinte des objectifs de la neutralité carbone. Le maintien d'options ouvertes, quelles que soient ces déviations, est alors requis.

Les options possibles pour compenser des retards sont les suivantes :

- développement accéléré des pompes à chaleur hybrides;
- maintien de la capacité thermique au niveau actuel;
- développement accéléré de la production d'électricité renouvelable;
- développement accéléré des gaz renouvelables;
- maintien des capacités d'importation de gaz renouvelables;
- maintien des capacités de stockage de gaz renouvelables.

Sans anticipation du développement des options de recours, la décarbonation du système énergétique sera compromise en cas de retard. Par exemple, un retard de cinq ans des nouvelles tranches nucléaires engendrerait un déficit de production électrique annuel de 85 TWh qu'il faudrait combler en urgence pour atteindre les objectifs de décarbonation. De même, l'accélération du développement de la production d'électricité renouvelable entre 2035 et 2040 interviendrait trop tard et nécessiterait des rythmes de déploiement jamais observés jusqu'à maintenant. L'anticipation et la disponibilité de moyens de production thermique décarbonée à l'aide de gaz renouvelables, produits en France ou importés, permettraient, au vu des gisements disponibles, de combler cet écart.

Les infrastructures gazières permettent de faire face aux aléas climatiques et opérationnels

D'ici à 2050, le vieillissement du parc nucléaire — s'il est prolongé —, la part croissante de production renouvelable intermittente

et l'utilisation de la biomasse pour produire de l'énergie engendreront de nouveaux aléas opérationnels pouvant affecter la sécurité d'approvisionnement. Le maintien ou le développement d'options apportant au système énergétique la flexibilité pour faire face à ces aléas est indispensable.

En cas d'indisponibilité du nucléaire, comme nous en connaissons en 2022, le système électrique devra produire l'énergie nécessaire avec des moyens pilotables. Seul le système gazier, grâce à ses stockages saisonniers et ses terminaux méthaniers permettant l'importation de méthane décarboné, représente un tel moyen. Lors d'une vague de froid cumulée avec l'absence de vent au niveau européen, à l'instar de celle de la première semaine de février 2006, le système électrique aura besoin de l'utilisation de solutions flexibles. Les réserves de méthane en stock, ainsi que l'effacement des électrolyseurs et des pompes à chaleur hybrides, permettent de répondre à ce besoin de production électrique supplémentaire.

La résilience du système énergétique repose sur la complémentarité des vecteurs et requiert des infrastructures gazières

Le maintien des infrastructures gazières existantes et l'accélération du développement des gaz renouvelables permettent de couvrir les principaux risques de retard pris par la transition énergétique :

- un retard des nouveaux EPR, même avec une sortie dans cinquante ans du nucléaire existant;
- un retard de développement des énergies renouvelables;
- un moindre développement de la filière biométhane (pouvant être compensé par des importations de gaz verts via les terminaux méthaniers);
- un retard de rénovation énergétique;
- une capacité limitée d'importation d'électricité.

L'accélération du développement des gaz renouvelables est un choix sans regret qui permettra de préférer électrification ou verdissement

du gaz en fonction des coûts et de la disponibilité de chaque filière, tout en assurant une diminution de la dépendance au gaz russe.

Les terminaux méthaniers français existants peuvent fournir un volume annuel d'énergie équivalent à 22 nouveaux EPR, offrant une flexibilité au système énergétique à moindre coût tout en donnant la possibilité de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique. Les stockages en aquifère permettent de maintenir une réserve stratégique de méthane renouvelable et d'assurer la résilience du système énergétique face aux événements climatiques et opérationnels extrêmes. Le développement des pompes à chaleur hybrides permettra enfin de décarboner le chauffage, de réduire la pointe électrique et de choisir entre gaz décarbonés et électricité, selon le coût et la disponibilité.

Conclusion

L'analyse présentée par Lafond et al. comporte plusieurs types de biais :

- des biais paramétriques : essentiellement sur les coûts et les potentiels de gaz décarbonés. L'utilisation de paramètres plus en ligne avec les hypothèses de l'ADEME, notamment, amène à des conclusions inverses.
- un biais méthodologique : l'analyse de Lafond et al. ne s'appuie pas sur un mix énergétique cohérent, utilise des coûts de production et de réseaux électriques qui ne sont pas en ligne avec le niveau global d'électrification associé à un abandon des réseaux de distribution de gaz.

À l'aide d'un modèle énergétique européen intégré, associé à un mix énergétique cohérent et équilibré, l'étude de de Maere et al. [de Maere et al., 2020] examine l'importance et le niveau adéquat d'électrification pour atteindre la neutralité carbone en Europe centrale de l'Ouest. Cette étude s'appuie sur une analyse dite en «scénario variationnel», entre électrification et verdissement du gaz renouvelable, similaire à celle de Kong Chyong et al. [Kong Chyong et al., 2021]. Tout en rappelant le rôle majeur de l'électricité dans l'atteinte des objectifs climatiques,

il en démontre ses limites du point de vue du surcoût et de l'augmentation de la pointe, pour une variété d'hypothèses de coût des technologies.

Pour illustration, dans leur stratégie pour parvenir à une société sans combustibles fossiles d'ici 2050, les Pays-Bas avaient décidé en 2018 d'interdire le gaz et de convertir tous les usages à l'électricité. Comme l'expose la société néerlandaise de conseil technique Kiwa [Kiwa, 2022], cette décision s'est rapidement heurtée à la réalité technique : le gouvernement s'est révisé pour privilégier de façon pragmatique les solutions hybrides.

En outre, l'analyse présentée par Lafond et al. ne pousse pas le raisonnement jusqu'au bout puisqu'il semble y rester des usages gaz en distribution, pour les secteurs de l'industrie et des transports. Ainsi donc, le scénario alternatif proposé ne résout rien à la problématique du taux d'utilisation des réseaux de distribution de gaz, voire l'aggrave.

Enfin, cette analyse ignore la dimension de résilience indispensable à toute stratégie de décarbonation. Tout miser sur un unique levier de décarbonation, c'est-à-dire l'électrification, met en péril l'atteinte des objectifs de décarbonation.

Alors que la décarbonation de nos économies pose des défis sans précédent, qui rendent indispensable l'activation de tous les leviers de décarbonation (électricité, gaz renouvelables et efficacité énergétique), tout en maintenant sécurité d'approvisionnement et maîtrise des coûts, le cantonnement des vecteurs gaz décarbonés aux très gros consommateurs serait une aberration économique et industrielle.

En premier lieu, sur le plan économique, les réseaux de distribution de gaz, assez largement amortis et requérant peu de développement, constituent des actifs qui peuvent donc être maintenus à un coût faible pour la collectivité. En second lieu, sur le plan industriel, les infrastructures gazières et en particulier les réseaux de distribution ont un rôle clé à jouer dans la décarbonation :

De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné

- collecte du biométhane au plus près des lieux de production ;
- fourniture de capacité et de flexibilité au système électrique ;
- solutions de décarbonation pour les secteurs difficiles à électrifier tels que la mobilité lourde et l'industrie.

Pour finir, la variété des technologies et des ressources de gaz décarbonés, associée aux mesures d'efficacité énergétique, permet d'affirmer que le potentiel de gaz décarbonés est largement suffisant pour servir des usages en distribution.

Aussi, loin d'être concurrents, les vecteurs gaz et électricité décarbonés présentent des complémentarités fortes. Ne pas pleinement exploiter les sources de flexibilité offertes par les gaz décarbonés compromet l'objectif d'une transition énergétique résiliente et économique.

RÉFÉRENCES

[ADEME, 2018] ADEME, Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050?, 2018.

[ADEME, 2021] ADEME, Transitions 2050, 2021.

[ADEME-RTE, 2020] ADEME et RTE, Évaluation de scénarios possibles pour décarboner le chauffage dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2035, 2020.

[Agora, 2018] Frontier Economics pour Agora Energiewende et Agora Verkehrswende, The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, 2018.

[Agora, 2019] IDDRI pour Agora Energiewende, Financement des énergies renouvelables à l'horizon 2040, 2019.

[AIE, 2021] AIE, Net Zero by 2050, 2021.

[CEREN, 2020] CEREN, Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures, 2020.

[CRE, 2021a] CRE, Le vecteur hydrogène, 2021.

[CRE, 2021b] CRE, Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), 2021.

[DGEC, 2020] DGEC, Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat, 2020.

[de Maere et al., 2020] de Maere d'Aertrycke, G., Smeers, Y., de Peuffelhous, H., Lucille, P.-L. The Role of Electrification in the Decarbonization of Central-Western Europe. *Energies* 2020, 13, 4919. <https://doi.org/10.3390/en13184919>.

[CE, 2019] Commission européenne, Decentralised heat pumps – system benefits under different technical configurations: METIS Studies, study S6, 2019.

[ENEA, 2018] ENEA, Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française, octobre 2018.

[ENGIE, 2021] ENGIE, Potentiel et coûts du biométhane en 2050, 2021.

[ENTSOG, 2021] ENTSOG, Transmission capacity map 2021, https://www.entsog.eu/sites/default/files/202111/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf.

[Fluxys, 2021] Fluxys, Carbone : préparer la construction du réseau, https://www.fluxys.com/fr/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure/carbon_preparing-to-build-the-network, 2021.

[France Stratégie, 2021] France Stratégie, La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique?, 2021.

[Guidehouse, 2021] Guidehouse, Unlocking the hybrid heating potential in European buildings, 2021.

[H2BE, 2021] ENGIE & Equinor launch the H2BE project to kick-start low-carbon hydrogen market in Belgium, <https://www.equinor.com/news/archive/20211215-launch-h2be-project-hydrogen-belgium>, 2021.

[JRC, 2019] Joint Research Center, Decarbonising the EU heating sector, 2019.

[Kiwa, 2022], Kiwa Technology B.V., How the Dutch all-electric ambition was caught up by reality, 2022, <https://www.kiwa.com/nl/en/markets/energy-and-power-generation/technology/downloads/reports-and-publications/>.

[Kong Chyong et al., 2021] Kong Chyong, C., Pollit, M., Reiner, D., Li, C., Aggarwal, D., Ly, R. Electricity and gas coupling in a decarbonized economy, CERRE report 2021.

[Lafond et al., 2022] Lafond, D., Cayla, J.-M., Magois, S. « Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz », *La Revue de l'Énergie*, 2022.

[RTE, 2021] RTE, Futurs énergétiques 2050, 2021.

[Solagro, 2016] Solagro, Le scénario Afterres2050, 2016.

NOTE

1. Par gaz décarboné, il est fait référence au biométhane, au méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène vert, au méthane issu de processus physico-chimiques tels que la gazéification hydrothermale ou la pyrogazéification, au gaz naturel combiné à une technique de séquestration et de stockage du CO₂. Cette acception est valable dans tout l'article.

BIOGRAPHIES

Diplômé de l'École des Mines de Paris et de l'université Paris-Dauphine, **PIERRE-LAURENT LUCILLE** a travaillé dans plusieurs grands groupes énergétiques français. Il a notamment été responsable des affaires européennes et du design de marché chez GRTgaz, puis il a supervisé l'équipe des négociateurs de contrats long terme d'approvisionnement en gaz d'ENGIE. Début 2019, il a rejoint la Direction de la Stratégie d'ENGIE en tant qu'économiste en chef et responsable du département Économie Marchés Scénarios.

Docteur en Recherche Opérationnelle de l'université Pierre et Marie Curie à Paris, **GUILLAUME ERBS** est actuellement senior manager chez ENGIE Impact. Il a plus de quinze ans d'expérience en modélisation économique pour le secteur énergétique. Depuis 2006, il a mené de nombreuses études pour ENGIE, dont des analyses sur les potentiels et les coûts du biométhane, les besoins d'infrastructures pour la transition énergétique et leur rôle dans la résilience des systèmes énergétiques et la sécurité d'approvisionnement.

Ingénieur civil des Ponts et Chaussées et diplômé de Sciences Po en Affaires publiques, **ANDREW HARBORD** a occupé diverses fonctions au sein du groupe ENGIE, que ce soit en tant qu'économiste au Centre de Recherche et d'Innovation sur le Gaz et les Énergies Nouvelles (CRIGEN) ou responsable territorial auprès de la Ville de Paris chez GRDF. En 2021, Andrew Harbord a rejoint l'équipe Économie Marchés Scénarios dirigée par Pierre-Laurent Lucille, au sein de la Direction de la Stratégie d'ENGIE.

JIMMY KHA a rejoint ENGIE en 2019 et dispose de quatre années d'expérience dans les domaines de l'économie de l'énergie, du développement durable et en conseil stratégique. Il débute sa carrière au sein du centre d'expertise en étude et modélisation économique (CEEME) d'ENGIE, où il développe une expertise en modélisation long terme du système énergétique européen. Les études variées auxquelles il participe comprennent également des analyses réglementaires et de design de marché. Jimmy Kha est diplômé de HEC Lausanne où il s'est spécialisé en mathématiques appliquées à l'économie et en économie politique.

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

- Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz, *Dominique Lafond, Jean-Michel Cayla, Sylvie Magois (n° 660, janvier-février 2022)*
- La place des couplages sectoriels dans les scénarios de transition, *Dominique Finon (n° 649, mars-avril 2020)*
- Le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique, *Jean Eudes Moncomble (n° 636, janvier-février 2018)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.