



Pôlenergie

La Newsletter



@POLENERGIE

POLENERGIE.ORG

NOUVEAUX GAZ DÉCARBONÉS



L'AVENIR DU GAZ EN FRANCE, ENTRE DÉFIS ET OPPORTUNITÉS

Alors que la France s'engage résolument vers la transition énergétique, l'avenir du gaz soulève de nombreuses questions, oscillant entre défis pressants et opportunités prometteuses.

Le gaz naturel représente aujourd'hui environ 15 % de la consommation d'énergie primaire française, alimentant nos foyers, nos industries, nos entreprises et nos centrales électriques (380 TWh en 2023). Disponible, compétitif, facilement transportable et moins émetteur de GES que le charbon ou le pétrole, il a su s'imposer comme une solution fiable et efficace. Cependant, son empreinte carbone, bien que moindre, reste significative, ce qui conduit à réinterroger sa pertinence dans un contexte de lutte accrue contre le réchauffement climatique.

La Transition Énergétique

Face à l'urgence climatique, la France s'est engagée à réduire drastiquement ses émissions de gaz à effet de serre, avec l'ambition de devenir neutre en carbone d'ici 2050. Cette transition passe par une réduction de la dépendance aux énergies fossiles. Les politiques publiques incitent de plus en plus à l'abandon du fioul, du charbon, et dans une moindre mesure du gaz naturel au profit de l'efficacité énergétique, de l'électrification des usages, ou de l'utilisation des énergies renouvelables.

Pourtant, l'énergie gaz dispose de nombreux atouts pour intégrer pleinement le paysage énergétique de demain, en particulier grâce aux infrastructures existantes et au peu d'investissements nécessaires pour les adapter à la production décentralisée. L'avenir du gaz en France passe par l'accélération de la production du biométhane et des gaz de synthèse. Le biométhane, issu de la méthanisation des déchets organiques (et les gaz renouvelables de seconde génération issues de nouvelles technologies (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et méthanation), offrent des alternatives renouvelables et moins polluantes. Le potentiel est réel. La production Gaz Vert se développe de façon soutenue (+2 TWh à date en HDF en 5 ans) et la filière se structure afin d'être de plus en plus efficiente.

Une Infrastructure disponible

Un défi de taille réside dans l'adaptation des infrastructures, et notamment leur exploitation. Les réseaux de transport et de distribution actuels, conçus pour le gaz naturel sont bien évidemment utilisés mais doivent être progressivement adaptés pour accueillir les gaz renouvelables. Ces ajustements nécessitent des investissements maîtrisés et programmés par les gestionnaires de réseaux, qui restent néanmoins 25 fois moins importants que ceux nécessaires à une électrification massive.

Vers une Complémentarité avec les énergies renouvelables

L'avenir du gaz en France s'inscrit dans une logique de complémentarité avec les autres énergies renouvelables et bas-carbone. Les périodes de production d'énergie solaire et éolienne ne coïncidant pas toujours avec les pics de consommation, les gaz renouvelables apportent la flexibilité nécessaire pour faciliter le pilotage du système énergétique global, tout en garantissant une continuité d'approvisionnement permettant de sécuriser l'alimentation en énergie au niveau territorial et national.

Vers une Indépendance Énergétique

Le contexte géopolitique récent a montré une dépendance en termes d'approvisionnement en gaz naturel ce qui a eu un impact non négligeable sur les prix. L'ambition de la France est de produire 20% de ses besoins en gaz de façon renouvelable d'ici 2030, et d'atteindre une production locale de 100% de gaz renouvelable en 2050.

Une Opportunité pour l'Innovation et l'Indépendance énergétique

Enfin, l'avenir du gaz en France est une formidable opportunité pour l'innovation, la R&D dans les technologies de production de biogaz et de gaz de synthèse, optimisation des processus de méthanisation, amélioration des rendements et intégration dans les smart grids sont autant de pistes à explorer. Les acteurs de la filière, qu'ils soient industriels, start-ups ou centres de recherche, ont un rôle crucial à jouer pour faire du gaz une énergie de transition véritablement durable.

L'émergence des solutions de

captation de CO₂, comme la chaudière Oxycombustion (CHOC) ou le captage de CO₂ pour la grande industrie (sidérurgie, cimenteries) et les futurs réseaux dédiés à son transport en vue d'une utilisation industrielle ou de son stockage permettront de réduire les émissions résiduelles.

N'oublions pas l'hydrogène qui peut être produit par électrolyse mais aussi par pyrolyse du méthane, un vecteur énergétique prometteur car totalement décarboné, et pour lequel l'Union européenne s'est dotée d'une stratégie ambitieuse et volontariste. Citons notamment le projet DHune à Dunkerque sur lequel travaille GRTgaz, consistant à relier un site de production à des industriels implantés sur le port par une canalisation de transport d'une dizaine de kilomètres, pour une mise en service fin 2027.

L'avenir des gaz renouvelables en France se situe à un moment décisif. Si les défis sont nombreux, les opportunités le sont tout autant. En adoptant une vision ambitieuse et en misant sur l'innovation, le gaz trouvera sa place dans le mix énergétique de demain, en phase avec les objectifs de transition écologique. Le chemin est encore long, mais les bases sont posées pour que la France, forte de sa capacité d'innovation et de sa détermination écologique, transforme ces défis en succès durables.



15



06



19



23

Décarbonation de l'industrie, les indispensables de construction de sa stratégie	04
La méthanisation : un procédé de production de gaz vert mature en plein développement	05
Interview d'un acteur de la méthanisation : Agriopale	06
Daudruy valorise in situ des déchets et sous-produits de process	07
L'achat de gaz vert : se décarboner avec les gaz renouvelables c'est possible !	08
Interview de Luc Budin, Délégué Général du Club Biogaz de l'ATEE	11
Le gaz vert, une énergie compétitive	12
Les nouveaux gaz verts, un sujet clé pour la décarbonation de la France	14
Perspectives de développement - Equilibre besoin /production en 2050	16
Des nouveaux réseaux Hydrogènes : infrastructures de demain pour accompagner le déploiement de l'H2	17
Hydrogène pour l'industrie : pour que le rêve devienne réalité !	18
Le CCUS, une solution clé de décarbonation de l'industrie !	20
Le développement d'infrastructures de transport de CO2 optimales et créatrices de valeur pour les territoires	22
Ch0c: une solution de captage du CO2 pour les chaudières industrielles	23

Décarbonation de l'industrie, les indispensables de construction de sa stratégie



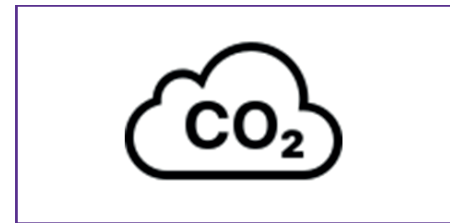
Réduction des consommations

- Actions de sobriété et d'efficacité énergie, flux & matière
- Efficacité énergétique des bâtiments, utilités et du process
- Récupération et valorisation des énergies fatales



Substitution des consommations

- ENR thermiques et électriques (géothermie, biomasse, solaire thermique, solaire photovoltaïque)
- Utilisation de gaz bas-carbone (biométhane, syngaz, méthane de synthèse)



Valorisation et stockage du carbone

- Captation du carbone (précombustion, postcombustion)
- Transport et stockage du carbone
- Valorisation du carbone

Stratégie de décarbonation en trois étapes

La décarbonation de l'industrie nécessite une approche globale, combinant technologies avancées, changements structurels, investissements importants et engagement envers des pratiques durables. Bien souvent, la simple substitution des intrants d'origine fossile est mise en avant et priorisée alors même que d'autres enjeux sont passés au second plan. Pour construire une stratégie de décarbonation pérenne, la prise en compte des enjeux de marchés, de durabilité, de sobriété et d'efficacité est essentielle. À travers cet article, Pôlénergie met l'accent sur les étapes clés qui ont conduit à l'élaboration de la feuille de route de décarbonation pour les industriels, en tenant compte de l'ensemble des enjeux.

La décarbonation de l'industrie est vue comme le moyen de retrouver en France une puissance industrielle à la fois vertueuse, résiliente et souveraine. La France, ne disposant pas ou peu de ressources fossiles, a donc tout intérêt à substituer les intrants qui pèsent à la fois sur le climat et sur la balance commerciale. Cela peut et doit aussi permettre de revoir l'ensemble du périmètre qui permet à l'industriel de fonctionner. C'est tout l'intérêt de porter le sujet de la décarbonation sur les 3 scopes qui composent la mesure de son empreinte carbone.

Évaluation des émissions et objectifs

La méthodologie à suivre pour construire sa feuille de route démarre donc par une première étape de comptage et de compréhension de ses émissions de gaz à effet de serre. La méthode Bilan Carbone permet d'établir une comptabilité des émissions sur un périmètre défini et constitue l'évaluation du niveau actuel. Il ne s'agit pas de déterminer un chiffre (absolu) mais plutôt de comprendre quelles sont ses émissions et

d'où elles proviennent majoritairement. C'est à partir de cet exercice que l'on peut construire sa trajectoire, identifier ses objectifs et définir son plan d'actions associé. La mise en œuvre de ce plan d'action doit permettre à chaque instant une réévaluation de l'impact sur le bilan afin de prévenir des bénéfices ou des coûts.

1. Sobriété et efficacité énergétique

La construction de sa trajectoire de décarbonation doit impérativement commencer par des mesures en matière de sobriété et d'efficacité énergétique. Tout d'abord, un accent doit être mis sur la question des usages de l'énergie et des matières afin de reposer les fondamentaux d'une politique de sobriété et d'efficacité énergétique. La construction des plans d'actions peut s'appuyer sur les audits énergétiques, les dispositifs de comptage et la mise en œuvre de plans d'amélioration continue, que ce soit sur la partie bâtimentaire, utilités ou processus. Pour cela, une approche globale est importante et il faut sortir d'une logique d'actions en silos. La question de l'efficacité des procédés ne doit également pas échapper à une prise de hauteur sur la performance globale de ses équipements. Cela peut conduire à la mise en place d'évolutions majeures des procédés et de modernisation des équipements ou bien de rétrofits.

2. Substitution des énergies fossiles

Le remplacement d'une énergie par une autre doit d'abord passer par une question de ses usages et de ses besoins, afin de définir la solution la plus adaptée, pérenne et pertinente tant sur les aspects économiques, techniques, énergétiques que carbone. Pour une bonne intégration et un dimensionnement juste des solutions, c'est à partir de l'énergie finale nécessaire aux procédés, aux utilités et aux bâtiments que l'on peut prescrire les solutions. Il existe une multitude

de solutions pour remplacer les intrants fossiles. Cela peut se faire via l'électrification directe, le remplacement d'intrants par des sources renouvelables (biogaz, biocoal, biofuels...). Puis, lorsque cela est justifié, on peut se poser la question de la production de l'énergie primaire et donc intégrer les ENR électriques et thermiques (photovoltaïque, solaire thermique...) au sein même de l'entreprise.

3. La capture pour le stockage et/ou l'utilisation du carbone

L'étape qui permet d'abattre définitivement les dernières émissions de carbone reste très certainement la capture du carbone, qui a deux vertus. D'une part, elle offre la possibilité d'éviter le rejet des émissions dites incompressibles, notamment lorsqu'il s'agit de rejets issus de la transformation de matières premières comme la décarbonation (ciment, chaux, verre). D'autre part, dans des logiques de stockage et/ou d'utilisation, cette solution offre la possibilité de séquestrer d'importantes quantités de carbone, voire d'atteindre des empreintes négatives.



Grégory Desmidt,

Responsable grands projets
chez Pôlénergie

La méthanisation : un procédé de production de gaz vert mature en plein développement



Qu'est-ce que la méthanisation ?

La méthanisation est un processus naturel biologique de dégradation de la matière organique animale ou végétale en l'absence d'oxygène (anaérobie), grâce à l'action de multiples micro-organismes. Elle se produit naturellement dans certains milieux tels que les marais ou peut être mise en œuvre volontairement dans des installations dédiées.

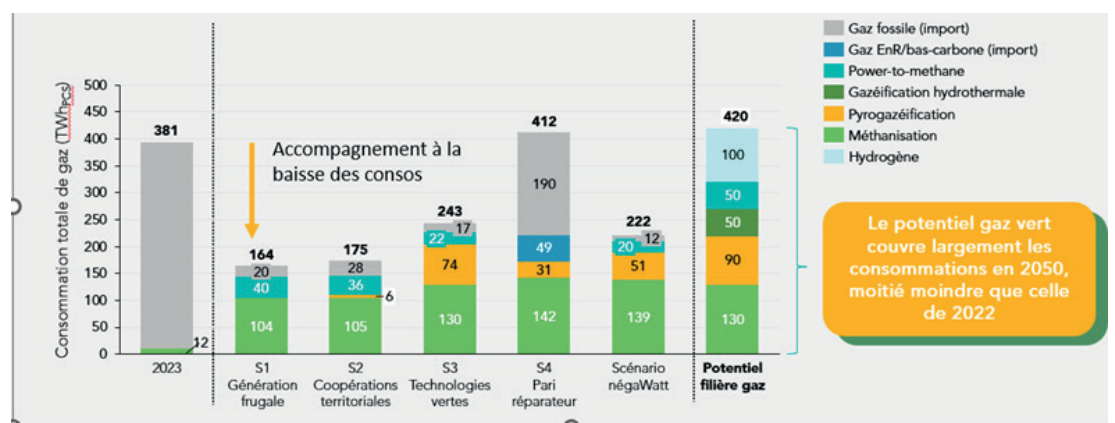
Les unités de méthanisation produisent du biogaz et du digestat.

Le biogaz est un mélange de gaz contenant une majorité de CH₄ et de CO₂, ainsi que de l'H₂S et de l'H₂O, qui, après épuration, devient du biométhane, dont les caractéristiques physiques sont similaires à celles du gaz naturel. Après contrôle de sa qualité, comptage et odorisation, ce biométhane est injectable dans les réseaux de gaz pour satisfaire des usages industriels (chaleur), domestiques (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson) ou comme carburant (BioGNV).

Le digestat est un résidu organique dont on peut séparer une phase solide et une phase liquide. Le digestat liquide contient principalement de l'azote sous forme ammoniacale, directement assimilable par les plantes, et peut donc être utilisé comme engrais en remplacement des engrais minéraux azotés. Le digestat solide peut, quant à lui, être utilisé comme amendement organique, en favorisant la restructuration de l'humus et en contribuant à l'enrichissement des sols.

En quoi le biométhane est une énergie faiblement carbonée ?

Le biométhane émet techniquement la même quantité de CO₂ que le méthane fossile au moment de sa combustion. La différence réside dans la provenance de ce carbone. Le biométhane est issu d'un cycle court du carbone, c'est-à-dire que le CO₂ émis a été absorbé par des cultures pour pousser. Cela permet au biométhane d'atteindre un facteur d'émission comparable à celui du photovoltaïque ou de la géothermie, situé entre 23,4 et 44 g CO₂/KWh selon les hypothèses prises.



Le gaz a-t-il un avenir ?

En vue de préparer la Stratégie Française Énergie Climat de l'État, différents acteurs de l'énergie ont partagé leurs scénarii du mix énergétique décarboné en 2050, dont RTE, l'ADEME, Negawatt...

Tous les scénarii font le même constat : les gaz verts sont nécessaires à la décarbonation de l'énergie en 2050. Leur verdissement est donc indispensable. Le scénario le plus ambitieux, celui de RTE, ne prévoit pas plus de 55 % d'électrification des usages en 2050. Il faut donc verdir les 45 % restants, dont le gaz qui représentera entre 150 et 200 TWh PCS en 2050."

3 actions sont donc à mettre en œuvre pour décarboner les consommateurs de gaz :

1. En priorité, accompagner la baisse des volumes de gaz par des actions de sobriété et d'efficacité énergétique, afin de réduire fortement la consommation actuelle de gaz de 381 TWh.
2. Verdir les consommations résiduelles de gaz par différents moyens de production :
 - a. La méthanisation représentant un potentiel de 130 TWh en 2050.
 - b. La pyrogazéification représentant un potentiel de 90 TWh en 2050.
 - c. La gazéification hydrothermale représentant un potentiel de 50 TWh en 2050.
 - d. La méthanation représentant un potentiel de 50 TWh en 2050.

e. L'hydrogène représentant un potentiel de 100 TWh en 2050.

Ce potentiel de production de 420 TWh couvre largement les besoins de demain, quel que soit le scénario envisagé.

3. Capter le CO₂ résiduel afin de le valoriser et/ou de le stocker, pour créer des puits de carbone."



Benoit Deltour,
Référént Décarbonation
chez GRDF

Interview d'un acteur de la méthanisation : Agriopale



Le Groupe Agriopale, fondé en 1999 par 5 agriculteurs de la Côte d'Opale, est spécialisé dans le recyclage et la valorisation de la biomasse tels que les résidus végétaux, le bois, les sous-produits de l'industrie agroalimentaire et les boues de stations d'épuration. La société est très active dans les Hauts-de-France où elle exploite 11 plateformes de compostage pour valoriser les déchets verts des collectivités et des paysagistes.

Les activités ont ensuite évolué vers le bois-énergie, avec la production de box en bois « made in Hauts-de-France », de briques forestières et la vente de granulés de bois (pellets). Pour répondre à la demande croissante des clients, aux évolutions réglementaires et pour se rapprocher des gisements, de nouveaux bâtiments ont été construits à Feuquières-en-Vimeu (80).

Afin de valoriser au mieux les déchets de l'industrie agroalimentaire et agricole du territoire, le Groupe s'est ensuite intéressé à la méthanisation en injection. Le premier site de méthanisation a été mis en service à Saint-Josse en juillet 2015, suivi de sept autres sites dans le Pas-de-Calais, le Cher, le Maine-et-Loire, et plus récemment dans le Nord avec la mise en service du site Nord Métha en partenariat avec l'entreprise Daudruy Van Cauwenberghe. Le prochain site est en construction dans le département du Rhône à Belleville-en-Beaujolais. À terme, le Groupe injectera près de 2 000 Nm³/h sur l'ensemble de ces sites d'ici la fin de l'année, soit 188 GWh par an. Agriopale est ainsi reconnu comme un acteur majeur de la méthanisation.

Les récentes directives européennes incitent les méthaniseurs à certifier le biométhane injecté. Il est désormais possible de valoriser les garanties d'origine certifiées Red II dans le bilan carbone des consommateurs. Ainsi, les collectivités et les industriels ont la possibilité de décarboner leurs activités en achetant ces certificats verts.

L'entreprise travaille à l'optimisation de ses sites et étudie notamment la liquéfaction du CO₂ de ses offgases afin de pouvoir le valoriser localement auprès des industriels consommateurs.

Plus récemment, Agriopale a ouvert une station BioGNV (Bio Gaz Naturel Véhicules) à Arques. Dans cette station, les utilisateurs de camions, de bennes à ordures ménagères, de bus ou

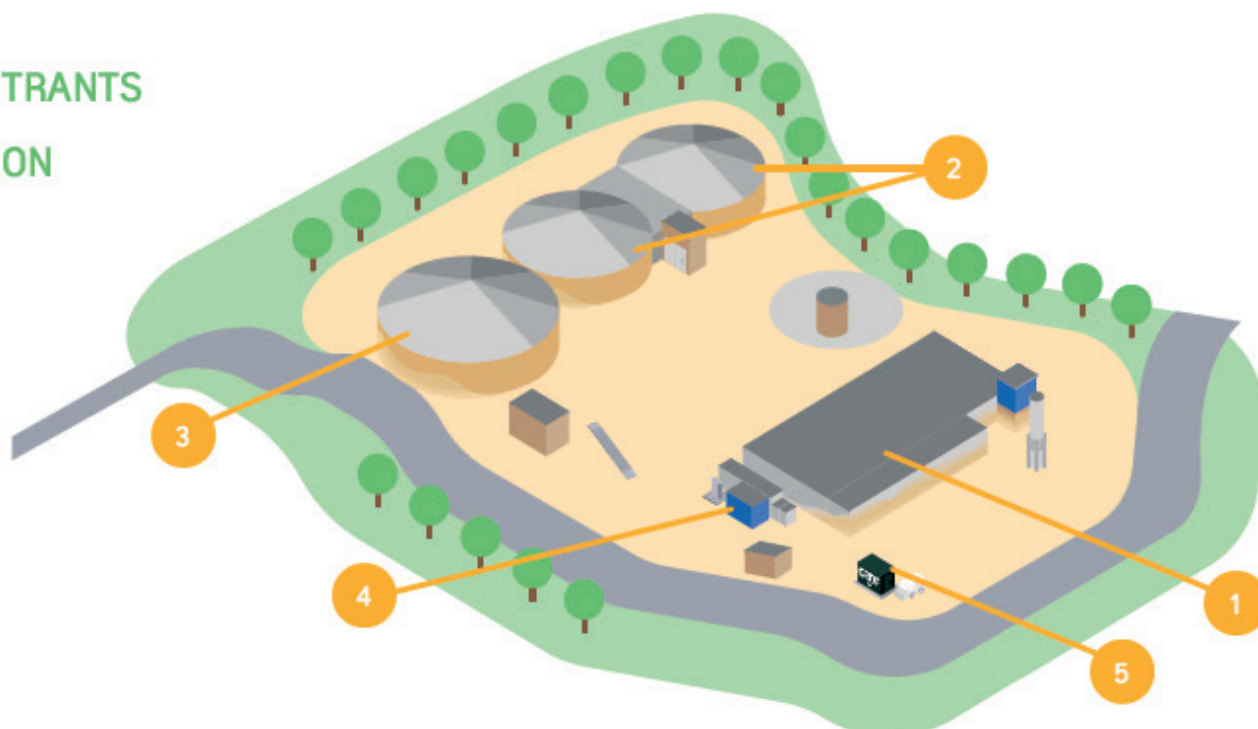
de voitures adaptées ont la possibilité de s'approvisionner en carburant alternatif, qui n'est autre que le biométhane comprimé produit par les méthaniseurs du groupe. L'utilisation du BioGNV permet de réduire de 80 % les émissions de CO₂ par rapport au diesel, ainsi que de plus de 90 % les émissions de particules fines et de NO_x. Le Groupe poursuit son développement avec l'ouverture d'une station multi-énergies à Abbeville et d'une autre station BioGNV à Saint-Laurent-Blangy.



Camille Dusannier,
Responsable Méthanisation et BioGNV
chez Agriopale Services

Être acteur du territoire en valorisant les co-produits par la production d'énergie renouvelable et d'engrais naturel.

- 1 STOCKAGE INTRANTS
- 2 MÉTHANISATION
- 3 DIGESTAT
- 4 ÉPURATION
- 5 INJECTION



Daudruy valorise *in situ* des déchets et sous-produits de process



Dominique daudruy, dirigeant de Daudruy Van Cauwemberghe et Fils.

Qui êtes-vous ?

Société familiale depuis 1829, nous sommes une entreprise spécialiste des huiles végétales et animales. Guidés par une volonté constante de croissance, nous nous sommes développés au fil des générations en créant d'autres entités, notamment Nord-Ester (biodiesel) et Nord-Metha (biogaz).

Quand vous est venue l'idée de produire du biométhane ?

Il y a près de 30 ans, le sujet de la méthanisation était déjà en réflexion avec la volonté que l'usine Daudruy soit au cœur d'une économie circulaire incluant l'énergie. La production de biogaz a été étudiée, mais le contexte n'était pas favorable : filière et technologie non matures.

En 2006, nous avons lancé Nord-Ester et son activité de production de biocarburants. Nous avons également mis en place une récupération de chaleur fatale qui alimente les différentes usines du site et le réseau de chaleur urbain.

Aujourd'hui, l'émergence de la filière de la méthanisation et la possibilité d'injection sur le réseau ont permis de mettre en œuvre le projet :

produire du gaz vert et utiliser les garanties d'origine pour décarboner nos activités.

Quelles sont les principales étapes pour monter un tel projet ?

Nordmétha est autorisée à utiliser 100 tonnes par jour d'intrants, dont 85 % proviennent des entités du groupe.

Ces intrants sont des déchets (eaux de process, boues de STEP, terres de filtration) et des co-produits/sous-produits (tels que la glycérine ou la pâte de neutralisation). La méthanisation présente l'intérêt d'une valorisation énergétique *in situ* bien plus efficace.

Les intrants externes permettent d'équilibrer la recette alimentaire des bactéries et proviennent du territoire.

Le gaz a-t-il un avenir ?

Le projet a été monté en collaboration avec Agriopale, dont l'expérience en méthanisation a permis de maîtriser la technologie et de trouver les intrants externes.

Il a d'abord fallu cartographier et qualifier nos déchets ainsi que nos co-produits pour identifier les potentiels méthanogènes et élaborer les recettes, avant de dimensionner et de construire une installation correspondant à nos potentiels de production.

Ensuite, sont intervenus le montage financier et la partie administrative, avec notamment la demande d'injection.

Et à l'avenir, est-il prévu des évolutions ?

Aujourd'hui, le projet nous permet de valoriser

une partie des Garanties d'Origine produites sur site afin de décarboner nos activités.

Nous travaillons sur l'interconnexion avec le réseau de chaleur fatale pour répondre au besoin de chauffer les cuves à 40°C. Ceci permettra de valoriser une chaleur à faible température difficilement exploitable en industrie.

Nous étudions également la possibilité de capturer à court terme le CO₂ produit par l'installation pour une utilisation par d'autres industriels, afin que notre unité de méthanisation devienne un véritable puits de carbone.

Si les conditions réglementaires le permettent demain, nous pourrions augmenter notre production et donc les capacités de ce puits de carbone.

Aujourd'hui, les industries doivent donc se poser la question de la gestion de leurs déchets, car ce qui pouvait être un centre de coût hier devient aujourd'hui, via la production de biométhane, un centre de profit financier et environnemental.



Arnaud Decoster,

Chef des Ventes Tertiaire & Industrie
Hauts-de-France et Normandie
chez GRDF

L'achat de gaz vert : se décarboner avec les gaz renouvelables c'est possible !



La filière gaz renouvelable a l'ambition de mettre en service 12 TWh/an de capacité de production de gaz renouvelable en 2024 et 60 TWh en 2030. Bénéficiaire d'un gisement massif d'effluents et de déchets à valoriser, la France pourrait atteindre 100% de gaz renouvelable et local d'ici 2050.

Les enjeux de développement d'une énergie locale et décarbonée, ainsi que de sécurité d'approvisionnement, ont pris un nouveau tournant en raison de la crise énergétique liée au conflit en Ukraine. Les opérateurs de réseau n'ont cessé d'adapter leurs réseaux pour y accueillir de plus en plus de gaz renouvelables. Mais encore faut-il que les consommateurs industriels puissent les inclure facilement dans leurs stratégies d'achat et ainsi décarboner leur process.

Comment acheter du biométhane ?

Les consommateurs peuvent justifier de la consommation de biométhane grâce à l'achat de la garantie d'origine (GO). En effet, le suivi du gaz injecté dans le réseau de gaz naturel est fait au travers de la GO qui assure l'absence de double comptage et permet de tracer le lieu de consommation de ce gaz renouvelable. Ce registre pourra progressivement intégrer les évolutions demandées par RED2 et nécessaires comme la possibilité de mettre en place des enchères de GO ou l'import et l'export de GO au niveau européen.

Il existe deux voies pour acheter du biométhane, en fonction des subventions dont les producteurs ont pu bénéficier ou non pour leurs installations (tarif d'achat).

La première voie est l'achat de biométhane issu de sites subventionnés. Dans ce cas, le prix du biométhane est lié au prix du marché, car l'achat

99,9% des cas actuels en France de contrats d'achats de gaz vert

Production subventionnée



J'achète

1 MWh à l'origine indéterminée
+
1 « garantie d'origine » GO
provenant d'un producteur subventionné

Prix ≈ prix gaz marché + premium GO

2 cas publics en France de Biomethane Purchase Agreement (BPA)

Production non subventionnée



J'achète

1 MWh du producteur partenaire
+
1 « garantie d'origine » GO
du producteur partenaire non subventionné

Prix ≈ coût de production + frais

de l'énergie et des garanties d'origine (GO) se font de manière indépendante. Pour acheter les GO de sites bénéficiant d'un tarif d'achat, deux solutions s'offrent à vous :

- Se rapprocher des fournisseurs, c'est la majorité du biométhane disponible aujourd'hui ;
- Attendre les futures enchères qui seront mises en place au travers du nouveau registre.

La deuxième voie consiste à mettre en place un contrat de gré à gré, également appelé Biomethane Purchase Agreement (BPA). Les BPA apparaissent désormais comme une des solutions pertinentes à disposition des industriels. Ils concilient compétitivité, vision à long terme pour la sécurisation de l'approvisionnement et durabilité. GRTgaz a choisi de s'engager sur la compréhension et la promotion des BPA, notamment à travers un partenariat innovant avec OSIRIS, à la pointe d'une décarbonation compétitive pour ses clients. Créé en 1999, le GIE Osiris a pour objectif de devenir une plateforme de référence sur le plan de la décarbonation et ambitionne de passer sous la barre des 20 000 tonnes de CO₂ émises chaque année à l'horizon 2028. De nombreux investissements ont été consentis, comme la mise en service d'une

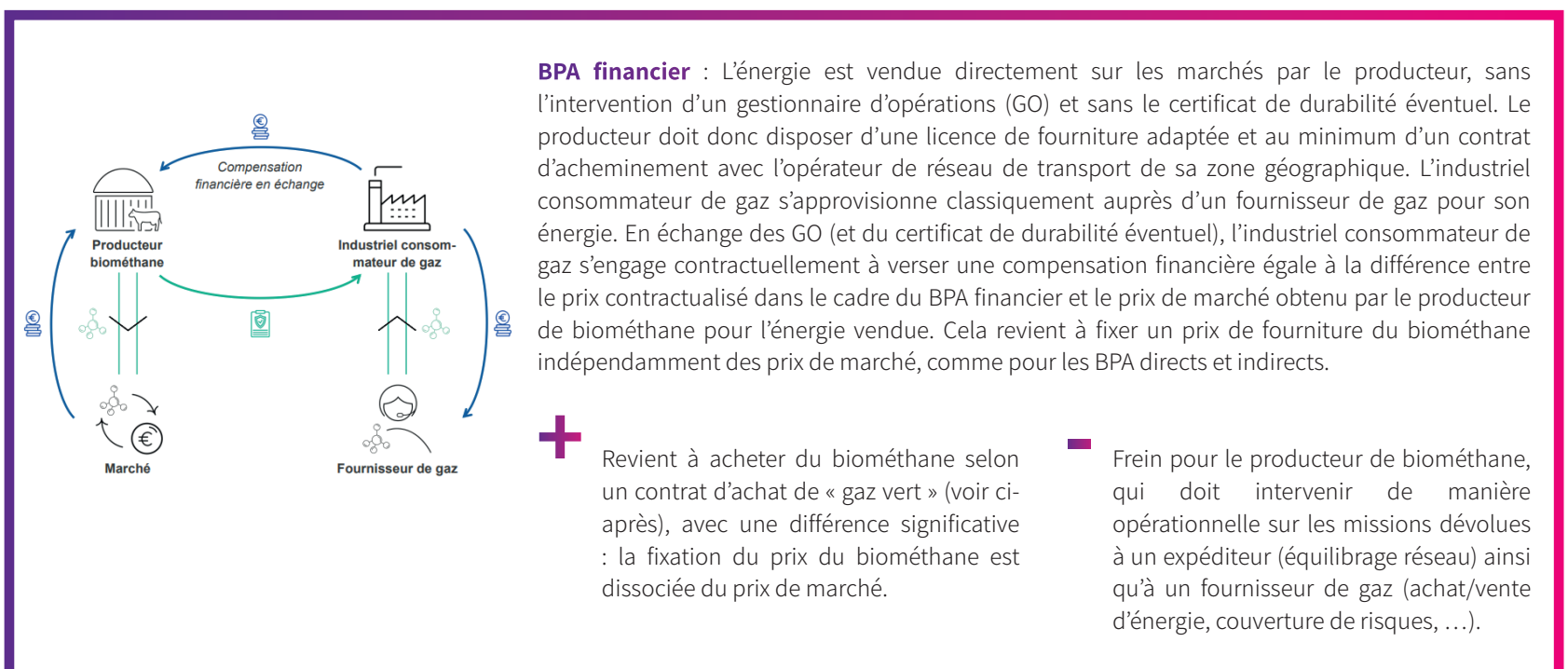
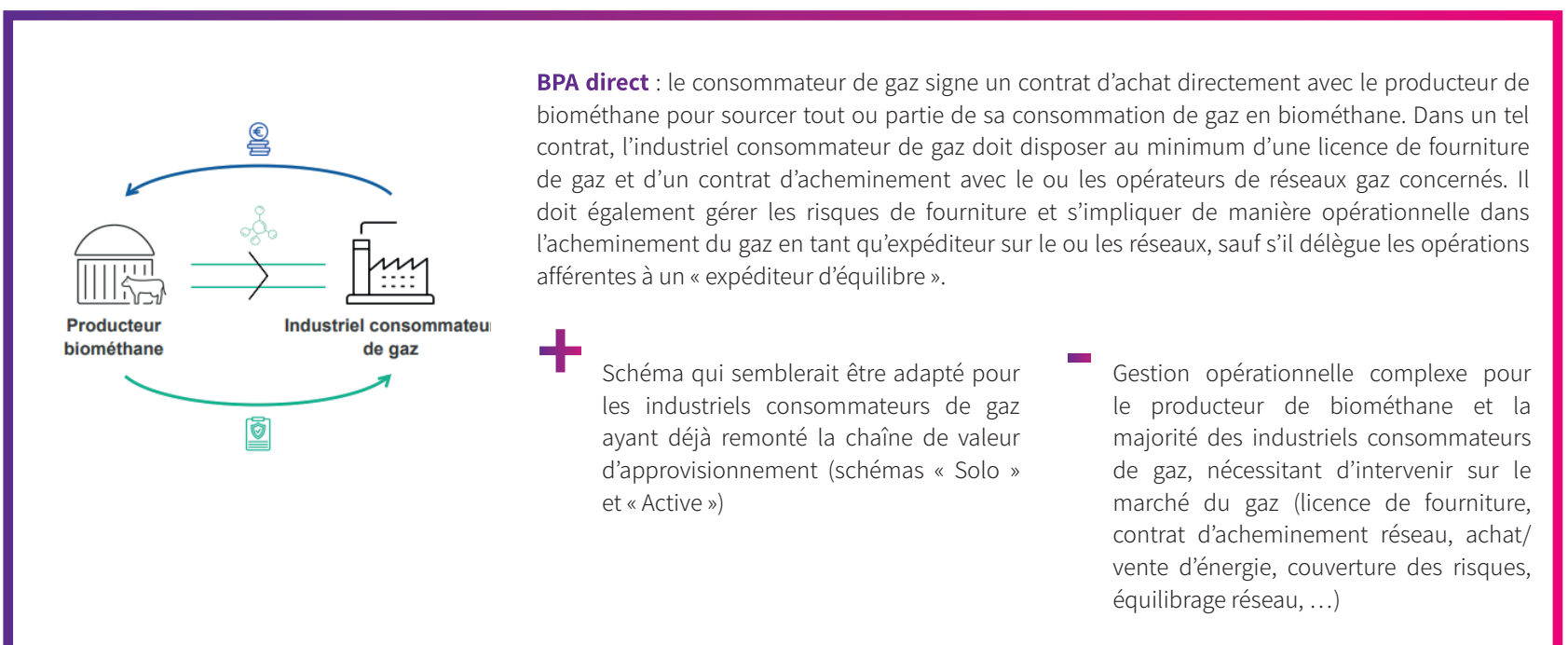
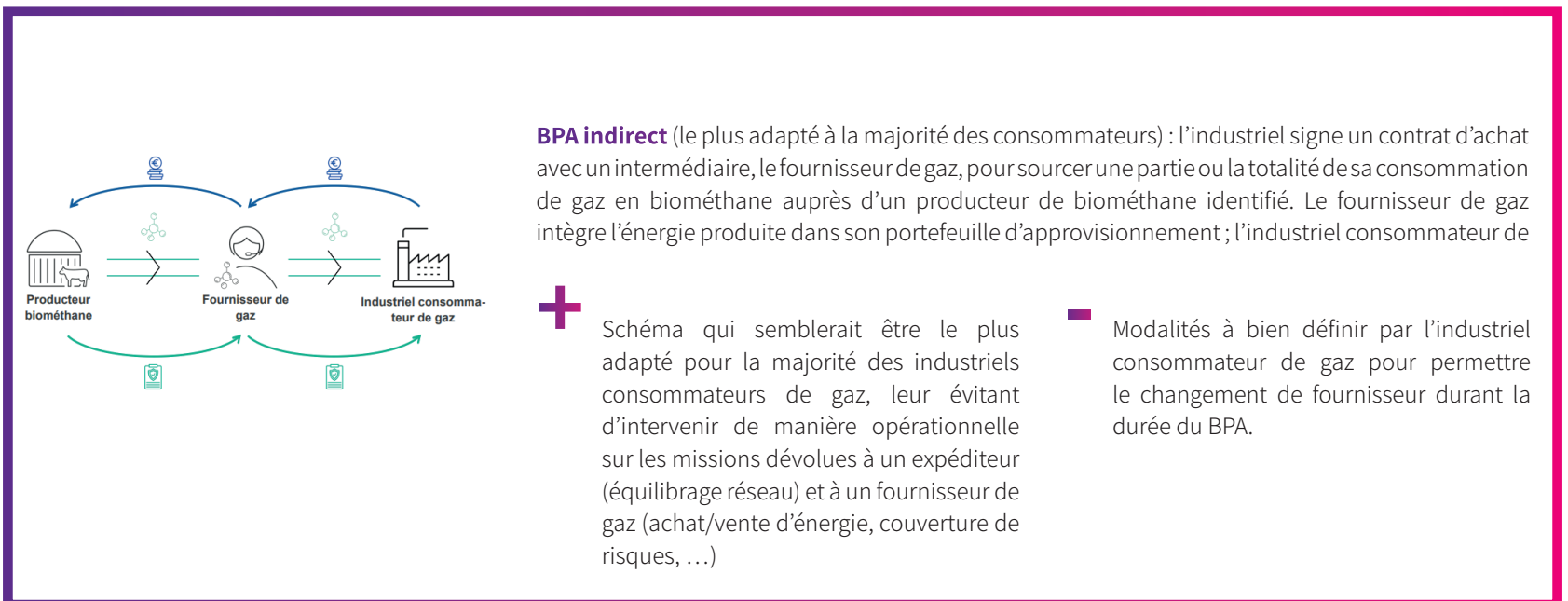
chaudière biomasse ou encore la récupération de chaleur fatale à partir des déchets industriels présents sur site, mais le gaz reste un vecteur énergétique clé pour répondre aux appels de puissance pour la vapeur ou par son utilisation en tant que matière première. Se pose alors la question du « comment » décarboner ce gaz lorsqu'on est un industriel.

Les résultats des travaux communs entre GRTgaz et OSIRIS apportent les premiers éléments de réponse autour des BPA. À cette occasion, un guide a été édité.

Qu'est-ce qu'un BPA ?

Le BPA (Biométhane Purchase Agreement) est un contrat d'achat de biométhane conclu entre un producteur de biométhane et un consommateur de gaz, avec ou sans intermédiaire. Le producteur s'engage à vendre le biométhane (énergie + garantie d'origine GO + certificat de durabilité éventuel) à un prix négocié entre les parties pendant une période donnée, offrant ainsi une très bonne visibilité sur le prix. L'achat/vente se fonde sur une base purement commerciale, ce qui signifie que le site de production ne bénéficie pas ou plus d'un contrat d'achat de l'énergie soutenu par l'État en application des articles L. 446-4, L. 446-5 ou L. 446-24 du code de l'énergie.

La relation contractuelle peut prendre trois formes selon la nature des relations entre les contreparties :



Depuis la publication du Décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 relatif aux garanties d'origine de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel, les modalités d'utilisation du biométhane dans le cadre du mécanisme européen des quotas carbone ou EU-ETS (EUropean Emissions Trading System) se sont clarifiées en France et permettent une annulation des émissions de CO₂ au scope 1. Le biométhane avec un contenu carbone de 44g/KWh en scope 3 permet de réduire d'un facteur 6 le contenu carbone du gaz chez les industriels sans impact sur les installations.

Le biométhane avec une production au sein d'un écosystème local dans les territoires assure une autonomie énergétique nationale indispensable pour répondre aux engagements de la France face au réchauffement climatique.

Ces différents points font du biométhane une solution efficace et disponible pour la décarbonation des industriels.



Sylvie Jadoul,
Expert décarbonation dans l'industrie
chez GRTgaz



Garanties d'origine et certificats de durabilité

Une fois injecté dans les réseaux, le biométhane se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Toutefois, pour chaque MWh de biométhane injecté, 1 garantie d'origine (GO) est émise. Une GO est un document électronique qui garantit au consommateur final l'origine renouvelable de la molécule et assure la traçabilité du biométhane, de son point de production jusqu'à son point de consommation. Les GO sont créées, échangées et effacées sur un registre aujourd'hui tenu par EEX, dans le

cadre d'une Délégation de Service Public.

Le décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 liste les informations à communiquer pour l'émission d'une garantie d'origine et définit une équivalence avec le mécanisme EU-ETS qui permettra aux acteurs soumis aux quotas carbone de comptabiliser « la réduction des émissions de gaz à effet de serre associée à la production du biogaz correspondant à cette garantie d'origine.

Certificats de durabilité

La directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dite « RED II », pose le principe de la « durabilité des bioénergies » qui s'applique à la production de biocarburants et bioliquides, de biogaz, d'électricité, de chaleur ou de froid, à partir de biomasse. [...] Elle reprend l'idée principale : pour considérer qu'une énergie produite à partir de biomasse est « vertueuse », et en particulier qu'elle mérite des soutiens publics encourageant son utilisation pour se substituer aux énergies fossiles, il convient de s'assurer qu'elle respecte un certain nombre de critères environnementaux. Ces critères doivent être

examinés dans une approche en cycle de vie, allant de la production de biomasse jusqu'à la production énergétique.

Source : <https://www.ecologie.gouv.fr/durabilite-des-bioenergies>

Pour utilisation de l'EU-ETS mais également dans la plupart des référentiels de comptabilité carbone, l'industriel consommateur de gaz doit s'assurer auprès du producteur que le biométhane acheté a bien obtenu son certificat de durabilité, comme exigé par l'arrêté du 1er février 2023 relatif aux critères d'intrants, de durabilité et de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour la production de biométhane.

Les Certificats de production de biométhane en bref

Le Décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz lançait en 2022 un nouveau dispositif en France afin de pousser au verdissement accéléré du gaz dans les réseaux.

Ce dispositif va imposer, dans un premier temps aux fournisseurs livrant plus de 400 GWh/an, puis à terme à tous les fournisseurs, d'incorporer une part croissante de biométhane dans le gaz livré à leurs clients.

Ce dispositif est extra-budgétaire, il ne bénéficiera donc pas d'aide d'état et sera financé par les clients consommateurs de gaz qui seront définis dans un décret à paraître avant fin 2023. Le futur décret précisera

également la trajectoire pour la 1ère période de 2026 à 2028 (le taux d'incorporation par année).

Un site de production qui contractualisera avec un fournisseur dans ce dispositif émettra des CPB (mais pas de GO). Ces CPB porteront la valeur verte du gaz injecté. Un registre porte par EEX sera mis en place pour garantir l'absence de double comptage. Les sites devront également être certifiés durables selon RED2. Les sites en fin de tarif d'achat que ce soit cogénération ou injection pourront entrer dans ce dispositif.

Les fournisseurs ne répondant pas à leurs obligations auront une pénalité de 100€/MWh.

En savoir plus/liens utiles

[Plaquette décryptage BPA](#)
[L'Observatoire de la filière Biométhane](#),
[Open-data Réseaux-Energies](#)
[Panorama des gaz renouvelables en 2022](#)
[MéthaFrance](#)



Contacts GRTgaz :
Sylvie JADOUL – Experte décarbonation
dans l'industrie
Jean-Victor ROTGER – Responsable
Grand Compte, référent Biométhane dans
l'industrie

Interview de Luc Budin, Délégué Général du Club Biogaz de l'ATEE



Luc Budin, vous êtes Délégué Général du club Biogaz de l'ATEE, mais qu'est-ce que le Club Biogaz ?

Le Club Biogaz rassemble les principaux acteurs français concernés par le biogaz et la méthanisation. Interprofession du biogaz, le Club Biogaz a été créé au sein de l'ATEE le 20 septembre 1999 par les pionniers de la filière. Il a pour objectif de promouvoir le développement des différentes filières de production et de valorisation. Ses principales activités sont notamment de favoriser la mise en commun d'expériences, d'informations et de réflexions, ainsi que de proposer des mesures et aménagements réglementaires propres à favoriser la méthanisation et la valorisation du biogaz.

Nous sommes aussi force de proposition sur les recherches et mises au point nécessaires à la mise en place et au développement de filières :

- Rédiger tous les documents et supports utiles à la diffusion des bonnes pratiques ;
- Concevoir des colloques, des formations ou des visites de sites.

Nous participons également aux concertations nationales et européennes et donnons notre avis sur les textes en préparation, tant en France qu'à l'échelon européen, en nous appuyant sur les compétences et expériences de nos membres.

Pouvez-vous nous rappeler ce qu'est un BPA et la contribution du Club Biogaz dans ce type de contrat ?

Le BPA (Biométhane Purchase Agreement) est un contrat d'achat de biométhane à long terme conclu entre un producteur de biométhane et un consommateur de gaz. Mis en lumière par la récente crise énergétique, le premier contrat en BPA a été conclu en France en juin 2023. Ce type de contrat privé se rapproche des contrats en PPA pour la fourniture d'électricité, qui ont été initiés en Europe dès 2013.

Dans ce contrat commercial de BPA, le producteur de biométhane s'engage à vendre son biométhane (molécule de CH₄ + Garantie d'Origine + certificat de durabilité) à un prix convenu avec son utilisateur pour une période donnée. Le consommateur se protège ainsi contre les fluctuations des prix du marché, tandis que le producteur sécurise ses investissements sur le long terme.

Les consommateurs de ce gaz vert sont généralement motivés par 3 atouts majeurs :

- Faire des économies sur l'EU-ETS,
- Se différencier par un service ou un produit fini « vert »,

- S'engager dans la décarbonation.

Pour lever les freins à la mise en place de ces BPA, le Club Biogaz a initié un GT spécifique sur le sujet afin d'accompagner la filière dans la maîtrise de ce type de contrat.

Ainsi, le GT BPA du Club Biogaz est un espace de discussion dédié aux contrats de vente directe de biométhane. Il traite de l'évolution réglementaire des BPA et vise à mettre en relation ses membres dans le but de structurer la filière biogaz française.



Luc Budin,
Délégué Général
Club Biogaz

Le gaz vert, une énergie compétitive



Aujourd'hui, la solution la plus simple pour acheter du gaz vert est de souscrire auprès d'un fournisseur une offre gaz incluant tout ou partie de Garanties d'Origine.

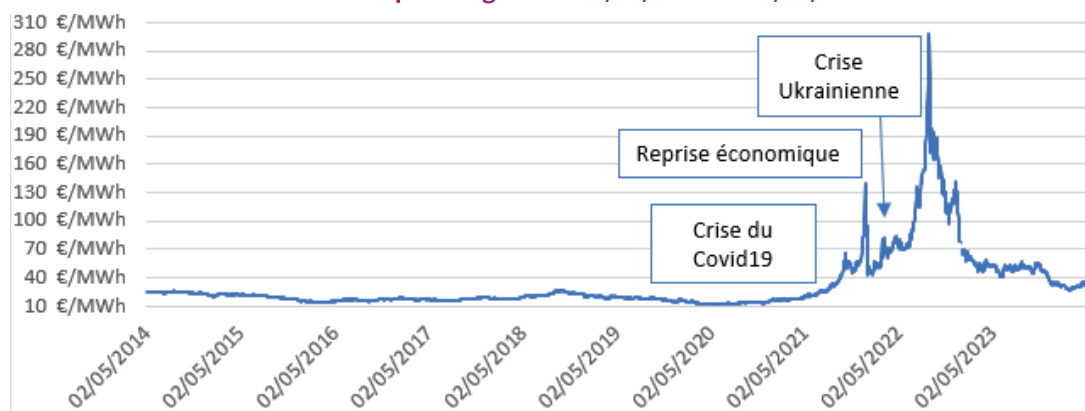
Pour rappel, le prix du gaz en France est schématiquement composé de trois grands postes de coûts : les coûts de fourniture, les coûts de transport, de distribution et de stockage, et enfin les taxes.

Pour la fourniture de la molécule, le gaz naturel peut être acheté par le fournisseur de gaz de deux manières principales :

- **De gré à gré**, dans le cadre de contrats de long terme (souvent 15 à 20 ans). Dans la plupart des cas, le fournisseur s'engage à acheter à un producteur un certain volume de gaz à un prix donné selon la clause « take or pay » : il est tenu de payer une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non. Cela permet au vendeur d'assurer la rentabilité de ses investissements. En retour, le vendeur garantit la mise à disposition du gaz, assurant ainsi à l'acheteur la sécurité de son approvisionnement et une visibilité sur son coût à long terme.
- **Par le biais de marchés « intermédiés »**, c'est-à-dire via des courtiers ou sur des marchés organisés comme EEX où s'échangent différents types de contrats : « spot » (journaliers ou infra-journaliers, comme « day-ahead » dans le cadre d'un contrat négocié la veille pour livraison le lendemain) et « à terme » (ou « future » en anglais), avec des échéances plus éloignées (par exemple mensuelles ou trimestrielles). Pour les fournisseurs, ces marchés sont souvent un moyen d'ajuster à la marge leurs approvisionnements afin de répondre aux besoins de leurs clients.

À ces coûts d'approvisionnement pour le fournisseur s'ajoutent des frais commerciaux que celui-ci répercute sur le client final (accueil client, traitement des demandes, marge du fournisseur, etc.), ainsi que les coûts des certificats d'économie d'énergie (CEE).

Evolution du prix du gaz* DU 01/05/2014 au 30/04/2024



Le graphique ci-dessus présente l'évolution sur les 10 dernières années du prix de clôture PEG Calendar n+1 (source EEX)

Les coûts de fourniture sont variables et dépendent fortement des conditions climatiques et du contexte géopolitique.

On note que le prix de fourniture du gaz a longtemps oscillé autour d'une moyenne d'environ 19 €/MWh entre 2014 et fin 2019. L'année 2020 a été marquée par la crise du Covid-19 et le ralentissement de la consommation énergétique mondiale, ce qui a eu un impact sur les prix du marché du gaz, descendus au plus bas sous les 12 €/MWh.

La reprise économique et surtout la crise en Ukraine ont généré une forte hausse du prix du gaz en Europe en 2022. Parallèlement, cette hausse a également impacté les prix de l'électricité. La diversification des approvisionnements et la mise en service d'un nouveau terminal méthanier au Havre ont permis de réduire la dépendance vis-à-vis du gaz russe, entraînant une détente du marché avec un prix observé sur le PEG inférieur à 30 €/MWh depuis début 2024.

Les récentes tensions géopolitiques, notamment au Moyen-Orient, ont eu, à l'heure de la rédaction de cet article, peu d'incidence sur les prix en raison d'importants stocks de gaz.

La deuxième composante du prix global permet la gestion des infrastructures gazières. On y retrouve :

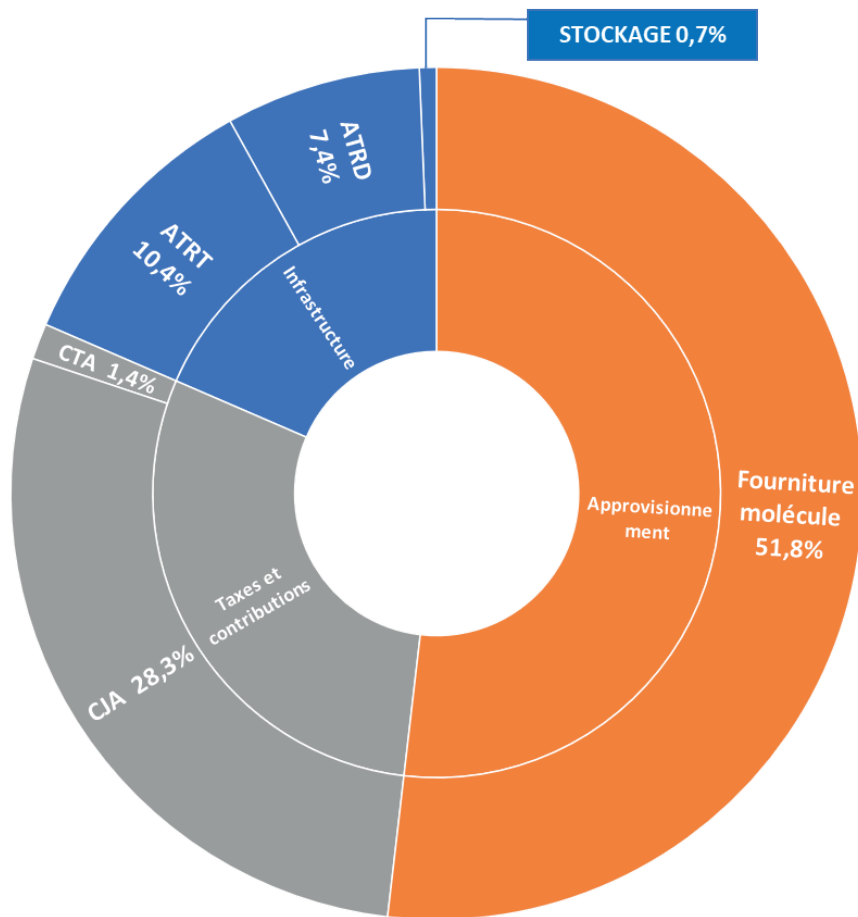
- **L'ATRT** : tarif d'accès des tiers aux réseaux de transport,
- **L'ATRD** : tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution,
- **L'ATS** : tarif d'accès des tiers aux stockages.

Ces 3 composantes dépendent du volume et du profil de consommation (part hiver, consommation journalière).

La dernière composante de la facture gaz concerne les différentes taxes :

- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) est collectée par votre fournisseur d'énergie, dont les contrats intègrent la part acheminement. Elle permet de financer les coûts de transport et de distribution de l'énergie, ainsi que les retraites des agents du régime des industries électriques et gazières.
- La Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN) est calculée en fonction de la consommation. Au 1er janvier 2024, l'accise sur le gaz naturel correspond à 16,37 euros par MWh
- La TVA est fixée à 20 % du montant de la consommation et sur celui de la TICGN, sachez qu'une TVA de 5,5 % est prélevée sur le prix de l'abonnement, mais aussi sur la CTA.

Répartition des coûts pour un client industriel raccordé au réseau GRDF*



*Prenons l'exemple d'un industriel au tarif T4 consommant 20 GWh/an et souscrivant 160 MWh/j, profil P017 et un prix de la fourniture de 30 €/MWh. Le coût total est alors de l'ordre de 58 €/MWh répartis comme ci-joint.

Le surcoût de la Garantie d'Origine (GO), permettant de réduire l'impact carbone de sa consommation, est de l'ordre de 10 à 20 €/MWh. Même si ce coût peut paraître élevé, la Garantie d'Origine permet de décarboner son activité :

- De manière flexible et progressive : on peut souscrire uniquement la part de GO nécessaire à l'atteinte de ses objectifs,
- En évitant une modification et des investissements sur les procédés.

En raisonnant en coût global, le gaz vert s'inscrit alors pleinement dans une feuille de route de décarbonation maîtrisée.



Arnaud Decoster,

Chef des Ventes Tertiaire & Industrie
Hauts-de-France et Normandie
chez GRDF



Les nouveaux gaz verts, un sujet clé pour la décarbonation de la France



À l'horizon 2050, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone. La stratégie actuelle se structure autour de plusieurs piliers : sobriété et efficacité énergétique, énergie renouvelable, et verdissement du vecteur gaz. Le gaz représentait environ 20 % de la consommation d'énergie finale en France en 2015 (425 TWh PCI, données corrigées des variations climatiques). Ce gaz est en quasi-totalité d'origine fossile et importé. La même année, sa combustion a émis 17 % des émissions totales de gaz à effet de serre du pays (80 MtCO₂eq). Sa production et son transport sont également à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre, de l'ordre de 17 MtCO₂eq (ADEME, Transition(s) 2050). Ce vecteur alimente cependant de grands secteurs de consommation, comme l'industrie, le résidentiel ou le tertiaire. Dès lors, comment décarboner ce vecteur et ses usages ? Éléments de réponse.

Le déploiement des gaz verts, une stratégie en 4 axes

Il existe aujourd'hui quatre technologies permettant de produire un gaz renouvelable : la méthanisation, la pyrogazéification, le power-to-methane/méthanation et la gazéification hydrothermale. Chacune a ses propres avantages et inconvénients et se situe à des stades différents de maturité :

- **La méthanisation** : elle permet de produire un mélange de gaz appelé biogaz, composé principalement de dioxyde de carbone et de méthane, à partir de la digestion anaérobie

(en l'absence d'oxygène) de matières organiques. Les intrants peuvent être des effluents d'élevage, des résidus de cultures, des boues de stations d'épuration des eaux usées, des déchets d'industries alimentaires, etc. Le biogaz peut ensuite être épuré pour être transformé en biométhane afin d'être injecté dans les réseaux de gaz ou utilisé comme carburant pour véhicules. C'est une technologie mature, en développement en France.

- **La pyrogazéification** : elle consiste à produire un gaz de synthèse, appelé syngas, composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone, et d'un peu de méthane et de diazote. Cela a lieu par traitement thermochimique de matières organiques ou de déchets carbonés non recyclables. Les intrants envisageables sont différents de ceux de la méthanisation : bois, pailles, combustibles solides de récupération (CSR), etc. La pyrogazéification nécessite de la matière relativement sèche en entrée. Le syngas peut ensuite, comme le biogaz, être utilisé directement ou être injecté dans le réseau après conversion en méthane. Cette technologie n'est pas encore industrialisée mais plusieurs installations pilotes et démonstrateurs existent ou sont en projet (TRL 7-8).

- **Le Power-to-methane** : cette technologie se base sur le power-to-gas, qui consiste à convertir de l'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut être utilisé directement ou peut être converti en méthane par méthanation : c'est le power-

to-methane. Si l'électricité utilisée pour l'électrolyse est d'origine renouvelable, le gaz produit le sera également. L'électrolyse est une technologie mature (TRL 9) et la méthanation est en phase pilote (TRL 7).

- **La gazéification hydrothermale** : Comme la pyrogazéification, cette technologie repose sur un procédé thermochimique. La différence réside dans la nature des intrants, qui doivent être pompables, donc humides ou liquides : digestats de méthanisation, effluents et résidus liquides industriels, boues de stations d'épuration d'eaux usées... C'est la moins mature de ces technologies, mais elle connaît actuellement un fort développement et possède un grand potentiel.

Afin d'assurer un mix gaz 100% décarboné en 2050, il est possible d'envisager plusieurs variantes, combinant ces 4 technologies et du gaz naturel accompagné d'une captation du carbone.

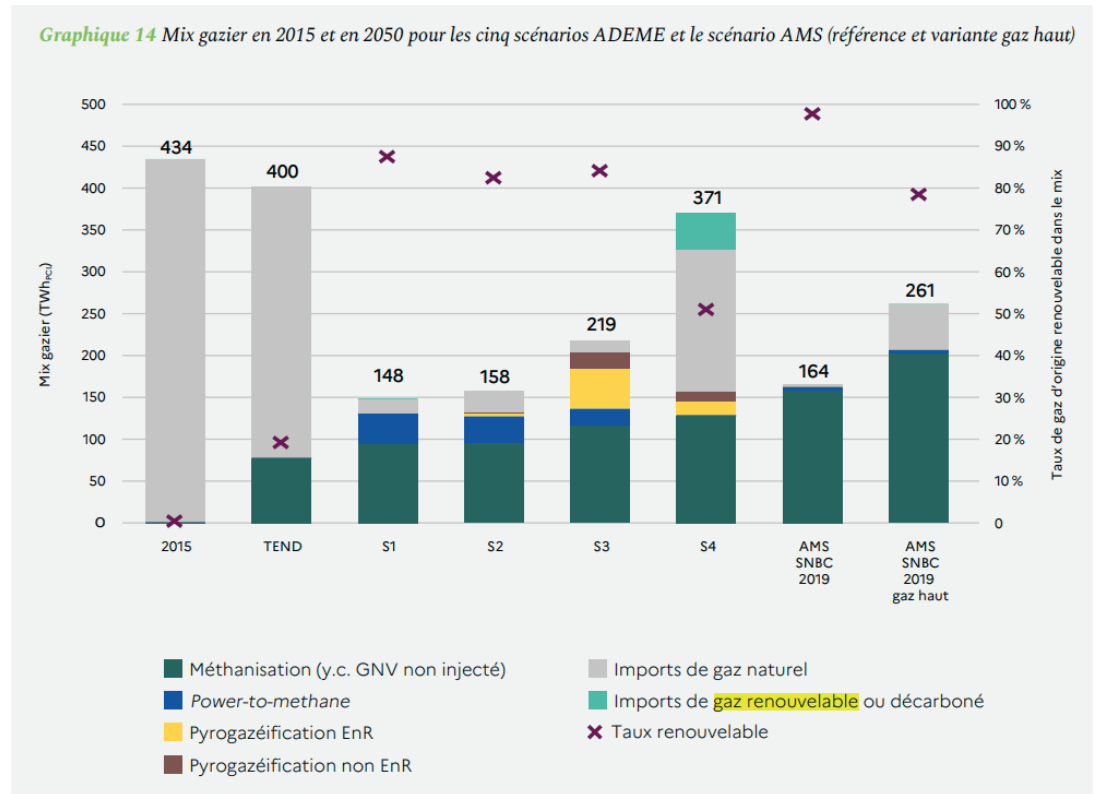
Dans son rapport « Transition(s) 2050 », l'ADEME étudie quatre scénarios types ayant pour objectif d'amener la France vers la neutralité carbone en 2050. Le scénario S1 s'appuie principalement sur une frugalité de la société, tandis que le scénario S4 persévère dans une croissance économique carbonée, en la compensant par des technologies de captage et de stockage du CO₂. Les scénarios S2 et S3 naviguent entre ces deux extrêmes et sont de ce fait plus équilibrés. Les noms de ces scénarios permettent d'en saisir l'idée générale :

- S1 : Génération frugale

- S2 : Coopérations territoriales
- S3 : Technologies vertes
- S4 : Pari réparateur

Le graphique à droite montre les prévisions de mix gazier en 2050 selon chacun de ces scénarios, en les comparant au mix gazier en 2015. On y trouve également le scénario « TEND », correspondant à la tendance actuelle, ainsi que le scénario de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) Avec Mesures Supplémentaires (AMS), dans sa référence et dans sa variante gaz haut. (La gazéification hydrothermale n'a pas été considérée, car c'est un procédé encore trop peu mature à ce jour).

On y observe que, peu importe le scénario, le gaz reste une source d'énergie importante en France, avec au moins 150 TWh de consommation. L'émergence des gaz verts sera suffisante pour alimenter tout ou partie des besoins nationaux en 2050, assurant ainsi l'atteinte de la neutralité carbone.



Graphique 1 - Mix gazier en 2015 et en 2050 pour les cinq scénarios ADEME et le scénario AMS (référence et variante gaz haut) (Source : ADEME, Transition(s) 2050)



Adrien Aldeguer,
Chargé d'affaires
chez Pôlénergie

Récits des scénarios

S1 GÉNÉRATION FRUGALE

Frugalité contrainte

Villes moyennes et zones rurales

Low-tech

Rénovation massive

Nouveaux indicateurs de prospérité

Localisme

3x moins de viande

S2 COOPÉRATIONS TERRITORIALES

Modes de vie soutenables

Économie du partage

Gouvernance ouverte

Mobilité maîtrisée

Fiscalité environnementale

Coopérations entre territoires

Réindustrialisation ciblée

S3 TECHNOLOGIES VERTES

Technologies de décarbonation

Biomasse exploitée

Hydrogène

Consumérisme vert

Régulation minimale

Métropoles

Déconstruction / reconstruction

S4 PARI RÉPARATEUR

Consommation de masse

Étalement urbain

Technologies incertaines

Économie mondialisée

Intelligence artificielle

Captage du CO₂ dans l'air

Agriculture intensive

Perspectives de développement - Equilibre besoin /production en 2050



La méthanisation est en pleine évolution en France, avec de nombreux enjeux à venir.

Les nouveaux tarifs en injection de juin 2023 vont jouer un rôle crucial dans le développement de la filière en favorisant la production de biométhane injecté, tout en assurant une rémunération équitable pour les producteurs. Le nombre de projets en injection inscrits dans le registre des capacités en 2023 est reparti à la hausse, dépassant les inscriptions annuelles des 3 dernières années.

Avec 9.1 TWh injectés dans le réseau l'année dernière, la France se positionne comme le leader européen dans le domaine du biométhane injecté. Les objectifs ambitieux proposés dans la Stratégie Française Energie Climat, soumis à consultation en 2023, visent à accroître la part de biométhane dans le mix énergétique national pour atteindre 50 TWh en 2030, contribuant ainsi à la transition écologique du pays.

Le lancement des appels d'offres pour le développement de nouvelles installations de production de biométhane injecté de plus de 25 GWh ouvre des perspectives intéressantes pour les acteurs du secteur. Les nouveaux textes sur les Certificats de Production de Biométhane viennent renforcer le cadre réglementaire de la production et de l'injection de ce gaz renouvelable. Cela incitera les fournisseurs de gaz à investir dans des outils de production de biométhane. Ce dispositif des CPB devrait permettre de produire 6,5 TWh de biométhane supplémentaires dès 2028.

L'innovation, notamment dans la récupération de CO₂ biogénique issue de la méthanisation, ouvre également de nouvelles perspectives de développement au sein des installations. À ce jour, plus d'une douzaine de méthaniseurs français ont développé la valorisation de leur CO₂ biogénique, développant ainsi les technologies et le marché.

La méthanisation en France va continuer à se développer à un rythme soutenu d'ici 2030 pour atteindre 100 % de biométhane injecté dans les réseaux d'ici 2050, contribuant ainsi à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique.



Luc Budin,
Délégué Général
Club Biogaz

Des nouveaux réseaux Hydrogènes : infrastructures de demain pour accompagner le déploiement de l'H2

L'hydrogène (H2) renouvelable et bas-carbone est un vecteur incontournable pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde, voire le chauffage des bâtiments à plus long-terme. Le réseau de distribution sera un facilitateur et un accélérateur du développement de l'hydrogène au sein des territoires. GRDF se prépare dès aujourd'hui à accueillir ce « nouveau » gaz en toute sécurité pour l'ensemble des utilisateurs, en construisant les briques d'une infrastructure de valeur pour la transition énergétique.

Les réseaux de distribution sont d'ores et déjà adaptés à l'acheminement de l'hydrogène. Dès 2014, GRDF et une dizaine de partenaires ont mis en œuvre le projet GRHYD, qui a démontré la faisabilité d'une injection de 20 % d'H2 dans le réseau pour alimenter des bâtiments neufs. Plus récemment, les travaux réalisés à l'étranger et les résultats de R&D de GRDF ont confirmé la très bonne compatibilité des solutions de distribution avec le 100 % H2, notamment en ce qui concerne les canalisations en polyéthylène et en acier. Ces éléments ont été publiés par le projet Ready4H2, regroupant une centaine de distributeurs gaziers européens, indiquant que 96 % des réseaux européens, et 98 % des réseaux français, sont d'ores et déjà prêts pour une conversion à l'H2.

De nombreux projets de démonstration de réseaux de distribution 100 % H2 sont en cours sur le continent européen, en particulier aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en Allemagne. Cette étape sera également franchie en France à partir de 2026, sur des premiers écosystèmes H2 au sein des territoires.

Les premiers projets de distribution H2 se feront avec des réseaux neufs point à point, c'est-à-dire reliant un producteur à un ou plusieurs consommateurs dans les secteurs de l'industrie ou de la mobilité. Parmi les nombreux projets à l'étude dans toutes les régions de France, on peut noter que 3 projets ont été sélectionnés dans le cadre de l'appel à projets « Accélérer l'émergence des Zones Industrielles Bas-Carbone » de GRDF lancé en 2023, qui visent à proposer des boucles locales de distribution H2 pour décarboner différents types de clients industriels.

Ces initiatives traduisent le fort intérêt des porteurs de projets, collectivités et utilisateurs vis-à-vis de cette solution de distribution de l'H2, qui permet de sécuriser l'approvisionnement, de limiter son impact environnemental et de le rendre plus compétitif sur le plan économique.

Dans certains cas, ces réseaux pourront être à terme interconnectés avec la future dorsale européenne H2 déployée par les opérateurs de transport, ce qui donnera accès à des sources d'hydrogène plus diversifiées ainsi qu'aux stockages souterrains, augmentant ainsi la valeur de flexibilité. Le réseau de distribution restera le dernier maillon indispensable pour relier les clients diffus.

Ces perspectives renforcent l'ambition de GRDF d'accélérer le verdissement du gaz distribué en France et de préparer dès à présent la nouvelle génération de gaz verts. L'hydrogène offre un potentiel de décarbonation complémentaire en termes de ressources, tout en optimisant le système énergétique.



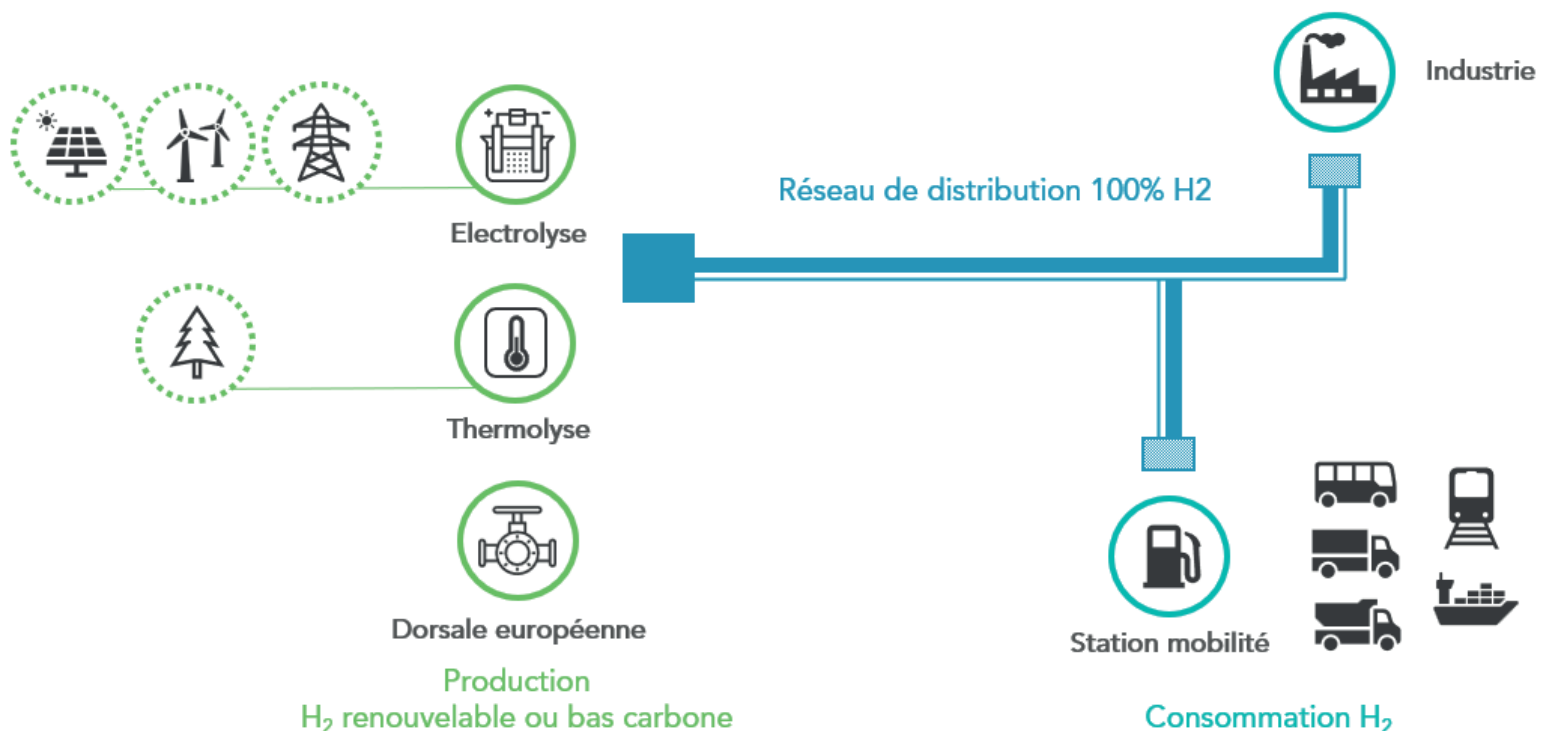
Xavier Cordier,

Responsable affaires publiques - Délégation territoriale Nord Est chez GRTgaz



Julien Moresmau,

Coordinateur National Projets Hydrogène chez GRDF



Hydrogène pour l'industrie : pour que le rêve devienne réalité !



Guidé par l'impérieuse nécessité de réduire l'empreinte carbone de l'industrie, l'hydrogène vert apparaît de prime abord comme une solution attrayante. Au fur et à mesure de sa mise en œuvre, tant sur le plan de la production que sur celui des usages, un ensemble de contraintes se fait pourtant jour. Ces contraintes ne sont pas indépassables avec le temps : la confrontation au réel ne fait-elle pas partie du jeu de la mise sur le marché de toute nouvelle technologie ?

Rappelons tout d'abord que l'hydrogène est un vecteur énergétique. Il dépend donc de sources énergétiques qui lui sont extérieures et qui ont leurs propres coûts ainsi que leurs propres rendements de transformation. La densité énergétique de l'hydrogène, c'est-à-dire la quantité d'énergie qu'il peut délivrer, est de 33 kWh par kilogramme, mais sa faible densité volumique rend cette quantité d'énergie beaucoup plus faible lorsqu'elle est rapportée à une unité de volume. La compression est donc une nécessité, que ce soit à 300 ou 700 bar, et elle viendra ponctionner en moyenne 15% de son contenu énergétique. Pour être produit par électrolyse, l'hydrogène nécessite 55 kWh d'énergie pour casser la molécule d'eau et produire 1 kg d'hydrogène. Voilà donc le problème de l'hydrogène vert posé : c'est avant tout un problème de rendement énergétique.

Ce qu'il faut mettre en face, c'est la capacité de l'hydrogène à stocker l'électricité renouvelable et donc à convertir une énergie verte intermittente en une énergie stockable et distribuable en flux continu. L'hydrogène vert devient alors un vecteur qui peut contribuer efficacement à décarboner certains types d'industries et certains types de mobilité. Il est également le maillon indispensable à la production de carburants alternatifs pour le

transport maritime et par avion ; il se situe enfin au début de la chaîne de process pour la production de molécules décarbonées complexes dans le secteur de la chimie fine. L'hydrogène décarboné vient remplacer l'hydrogène gris pour les usages historiques que sont la production d'ammoniac, de méthanol et le raffinage de pétrole mais il vient ouvrir de nouveaux marchés à travers la décarbonation de certaines industries lourdes (sidérurgie, cimenteries, chimie), des transports lourds et de la production de nouvelles molécules jadis issues du pétrole.

Tout l'enjeu du développement de l'hydrogène est de comprendre cette tension entre des usages indispensables pour décarboner certains secteurs de l'économie et sa dépendance envers d'autres énergies qui rend sa production économiquement encore difficilement rentable. Il faut donc tenir à la fois i) une vision long terme où l'hydrogène prendra sa place dans nos économies quand la massification des usages sera effective, mais également aussi pour la simple raison que toute la décarbonation ne peut reposer uniquement sur l'électrification et ii) une vision court terme où certaines niches d'usages alliées à certaines technologies sont possibles. Côté long terme, prenons l'Allemagne et le Benelux : ces pays, de par leurs faibles quantités d'électricité décarbonée, font le pari d'un hydrogène consommé massivement par leurs industries lourdes et développent des infrastructures importantes ; ils misent également massivement sur l'importation que leurs ports leur permettent de développer et concluent des partenariats avec les pays du Proche et Moyen Orient ou les pays nordiques. A mi-chemin entre le long terme et le court terme, en France, la législation européenne nous permet de tabler sur l'électricité de notre réseau, largement bas-carbone, grâce à l'électricité nucléaire, nous y

reviendrons plus bas. Le plan France 2030 prévoit 9 Md€ d'ici 2030 pour développer l'hydrogène vert dans l'industrie et la mobilité lourde avec un parc de 6,5 GW d'électrolyseurs d'ici 2030. Aux vues des conséquences de la volatilité des prix de l'électricité en 2021, la tendance est moins à la production locale d'hydrogène, mais plutôt à la production massive, seul moyen de contenir les coûts de production. C'est donc à partir des bassins industriels qu'il faut penser le déploiement de l'hydrogène, là où les besoins en décarbonation sont les plus importants, mais là aussi où la production d'e-carburants peut advenir. A partir de ces bassins, la consommation d'hydrogène pourra se développer de proche en proche au fur et à mesure du développement des infrastructures de transport ou distribution.

Chaque projet est donc à regarder au cas par cas, sachant que certaines solutions peuvent être transitoires. La mutualisation pour atteindre un effet d'échelle sera souvent nécessaire et prévoira une distribution aux usages éloignés par trailers ou par pipelines. D'autres technologies que l'électrolyse peuvent parfois être utilisées et apporter un intérêt en raison de leur moindre dépendance du coût de l'électricité. Elles pourront se développer ponctuellement, dans l'attente de la maturation de technologies à l'échelle industrielle. Il s'agira soit de vaporeformage de méthane et enfouissement du CO₂ émis, soit de décarbonation du méthane par plasmalyse, soit de technologies de type biomass to H₂, comme la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale. Dans le cas de la sidérurgie, les sites industriels prévoient dans un premier temps de décarboner leur process en remplaçant le charbon par du méthane, aujourd'hui peu cher, en captant le CO₂ émis, laissant la conversion à l'hydrogène à un stade ultérieur de développement en fonction des prix.

Toutes ces technologies sont bien sûr à jauger en fonction du coût de l'électricité et donc des contrats d'approvisionnement mais aussi du prix des quotas carbone.

Le choix des électrolyseurs est aujourd'hui un point clé pour déterminer le coût de production. Différentes technologies présentent en effet des niveaux de flexibilité variés : i) l'électrolyse à haute température (HTEL) détient un temps de démarrage à froid supérieur à 60 minutes, limitant considérablement sa flexibilité opérationnelle, ii) l'électrolyse alcaline est conçue principalement pour des applications stationnaires et son fonctionnement à charge partielle peut entraîner une augmentation des impuretés dans l'hydrogène produit, iii) les membranes échangeuses de protons (PEM) se distinguent par leur flexibilité de charge de 0 à 100% et des temps de démarrage rapides (moins de 15 minutes à froid et moins de 10 secondes à chaud), elles sont particulièrement adaptées aux fluctuations des puissances d'entrée, sans entraîner de pertes de performance. Cela reste cependant la technologie la moins développée en termes de TRL. Quelle que soit la technologie utilisée, la R&D sur les électrolyseurs restent un point majeur pour atteindre des échelles de production et des rendements compatibles avec une exploitation industrielle.

Le coût de l'hydrogène dépend enfin du type de contrat de fourniture en électricité. Cette fourniture représente en effet en moyenne 70% du coût de revient de l'hydrogène. Selon la réglementation européenne adoptée début 2024, les électrolyseurs connectés à un réseau dont l'électricité produite émet moins de 18gCO₂eq/MJ pourront comptabiliser jusqu'à 100% de leur production comme RFNBO (carburant renouvelable d'origine non biologique, en l'occurrence l'hydrogène renouvelable) à condition qu'ils soient approvisionnés en quantités équivalentes d'énergies renouvelables via des Power Purchase Agreements (PPA). Il sera donc possible de produire en France des RFNBO, en maintenant un facteur de charge élevé, point décisif pour la compétitivité de l'hydrogène produit et pour répondre au besoin de stabilité d'alimentation en hydrogène des utilisateurs industriels.



Jean Gravelier,

Directeur Général de Pôlénergie
et Délégué régional de France Hydrogène



Le CCUS, une solution clé de décarbonation de l'industrie !



Le CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) désigne le captage, le transport, le stockage et la valorisation du CO2. Cette filière consiste à capter le CO2 émis pour, soit le séquestrer dans d'anciens gisements d'hydrocarbures ou dans des nappes aquifères profondes, soit le réutiliser pour de nouveaux usages industriels et énergétiques (carburants de synthèse, etc.). C'est une solution de décarbonation pour les secteurs industriels fortement émetteurs de CO2 et ne disposant pas d'alternatives énergétiques décarbonées durables.

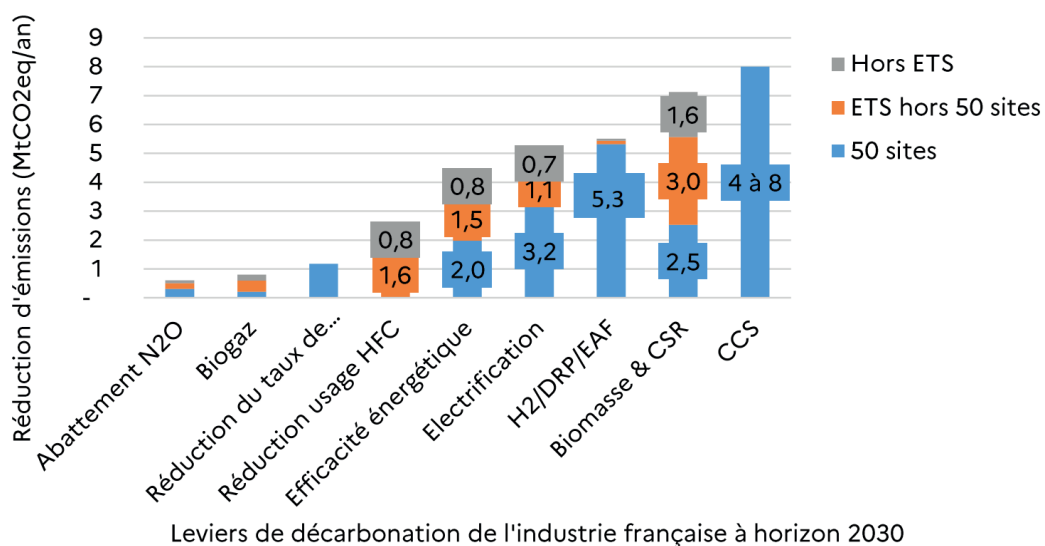
définies par les industriels, et des contrats de transition écologiques ont été signés entre les industriels et l'Etat en novembre 2023. Le bilan conduit à un besoin de 4 à 8 MtCO2 /an à capter et stocker à horizon 2030. Cela place le CCS au rang des principaux leviers technologiques de réduction des émissions de CO2 de l'industrie avec la biomasse (7,1 MtCO2/an), et l'hydrogène (5,5 MtCO2/an). A plus long terme, la stratégie CCUS et le bilan des feuilles de route industrielles conduisent à un développement du CCS de 15 à 20 MtCO2/an à l'horizon 2050 en France.



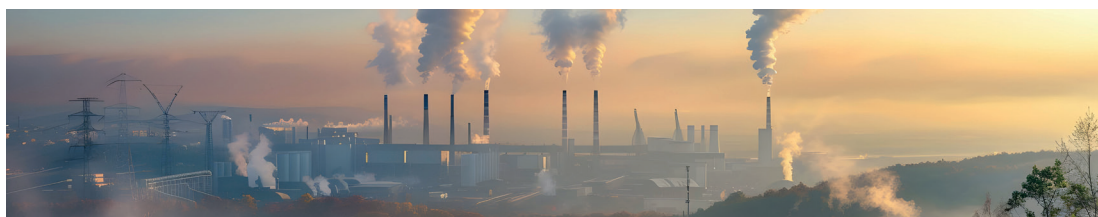
En France, l'année 2023 a été marquée par une mise sur le devant de la scène du CCUS comme solution clé de décarbonation de l'industrie, aux côtés de la biomasse, et de l'hydrogène décarboné. Dans le cadre de la démarche lancée fin 2022 avec les 50 industriels les plus importants en termes d'émissions de CO2, le gouvernement a proposé et mis en consultation publique une stratégie CCUS en juin 2023.

Alors que les objectifs climatiques français requièrent une baisse des émissions permettant de passer de 72 MtCO2 (année 2022) à 45 MtCO2 en 2030, cette stratégie CCUS s'applique clairement aux émissions de CO2 fatales, difficiles voire impossibles à réduire sans captage du CO2. Elle vise en particulier les secteurs du ciment, de la chaux, de la sidérurgie et de la chimie pour lesquels l'atteinte des objectifs de décarbonation n'est possible que par la mise en œuvre de chaînes de captage, transport, stockage permanent ou utilisation.

Volume de CO2 en jeu : 8 MtCO2/an en 2030, à 20 MtCO2/an en 2050 pour le secteur industriel
Des feuilles de routes de décarbonation ont été



Source : Dossier de presse de France Nation Verte - Signature des contrats de transition écologique de l'industrie - 22 novembre 2023



Une stratégie par bassins, avec un enjeu fort de développement d'infrastructures mutualisées

La stratégie CCUS de l'Etat cible aujourd'hui les clusters industriels où se concentrent les émissions principales, à savoir les bassins en façade maritime avec :

- En premier lieu le Dunkerquois, qui concentre à lui seul plus de 20% des émissions de CO₂ de l'industrie,
- La Vallée de la Seine normande,
- La région de Fos-sur-Mer Marseille,
- Et l'estuaire de la Loire (Nantes/St Nazaire)

L'accélération de la mise en œuvre des projets CCUS passe par le développement d'une chaîne logistique du CO₂ inexistante aujourd'hui. La priorité à court terme est de couvrir ces bassins industriels régionaux et les hubs d'export du CO₂ par le développement de canalisations de CO₂ dans ces bassins. La stratégie précise bien la nécessité de limiter les risques de déploiement désynchronisé des infrastructures par un mode de sélection des projets et des opérateurs de transport adapté. L'enjeu est bien de construire des infrastructures mutualisées, optimisant la logistique sur ces bassins avec une vision long terme du marché. Il faut que la démarche de développement permette de massifier les quantités de CO₂ transportées et éviter une multiplication de projets de chaînes indépendantes (voir article sur le développement de réseau CO₂ à Dunkerque).

De plus, la stratégie proposée évoque un encadrement des infrastructures de transport par une régulation qui sera confiée à la Commission de Régulation de l'Energie qui devra proposer un cadre adapté.

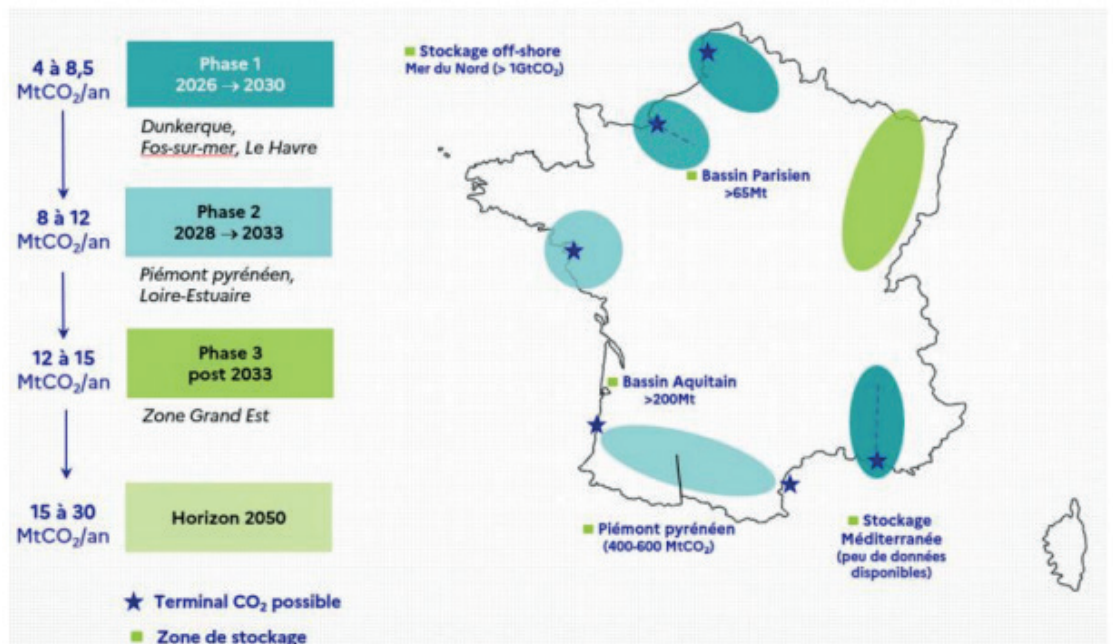
2024 : une stratégie finale et un soutien public de l'Etat aux projets des émetteurs industriels

Suite à la consultation lancée en juin 2023, la stratégie finale sera publiée par l'Etat très prochainement dans le but d'un déploiement rapide de la technologie CCUS. On sait déjà qu'un appel d'offre pour soutenir les projets CCUS sera lancé dès le premier semestre 2024 sous la forme d'un mécanisme de CCfD (Carbon Contract for Difference) qui ciblera et permettra de soutenir les industriels émetteurs. Ce type de contrat permettra de couvrir selon des conditions à définir la différence de coût pour ces industriels entre la chaîne CCS mise en place et le prix du carbone du marché européen ETS (Emissions Trading Schemes).



Pierre-Yves Le Strat,

Business Developer Transport H₂ & CO₂
chez GRTgaz



Source : [Stratégie CCUS](#)



Le développement d'infrastructures de transport de CO2 optimales et créatrices de valeur pour les territoires

La filière CCUS nécessite des réseaux de transport par canalisation performants pour acheminer les très grandes quantités de CO2 de leur lieu de captage à leur lieu de valorisation ou de stockage. A court terme, l'enjeu est de déployer de telles infrastructures sur les bassins industriels régionaux et les hubs d'export du CO2, de manière coordonnée et en englobant l'ensemble du potentiel de marché.

Pour répondre à cet enjeu, et permettre l'émergence des projets industriels de CCUS, GRTgaz développe des projets de réseaux mutualisés de CO2 à travers une démarche de dialogue continu avec les acteurs du marché. L'infrastructure sera ouverte à tous et commercialisée selon un processus transparent et non discriminatoire.

Dunkerque : un bon exemple de développement de transport de CO2 à court et long termes

C'est le cas sur le territoire de Dunkerque avec le projet DKHARBO CO2 Network, qui permettra d'assurer la collecte et le transport de CO2 vers des sites de valorisation de CO2 (CCU) ou vers des stockages géologiques permanents de CO2 présents en mer du Nord (CCS).

La première étape du projet, l'appel à manifestations d'intérêt, a été réalisée début 2023. Celui-ci a révélé un besoin de transport de CO2 de l'ordre de 3,5 millions de tonnes à échéance 2030-2035. Elle a aussi permis d'identifier des projets locaux de valorisation de CO2.

Parmi les 13 entreprises qui ont exprimé leur intérêt initialement, on trouve des acteurs majeurs comme ArcelorMittal Dunkerque, Aluminium Dunkerque, et Engie. A l'issue des échanges avec ces entreprises, GRTgaz a lancé une étude de faisabilité. Cette étude permet d'établir le dimensionnement et le tracé de l'infrastructure, ainsi qu'une première évaluation de son coût. Elle est co-financée par GRTgaz, ces entreprises et l'ADEME dans le cadre de la démarche ZIBAC (Zones Industrielles Bas Carbone). L'objectif est une première mise en service en 2028.

Cette infrastructure est centralisée sur la zone industrielle portuaire de Dunkerque. S'étendant sur une trentaine de kilomètres, elle couvre l'ensemble de la ZIP de Dunkerque d'Est en Ouest et répond aux besoins des entreprises soutenant le projet.

Ce réseau de CO2 gazeux est complémentaire aux projets d'infrastructures d'exportation de CO2, que ce soit par voie maritime en étant connecté à un terminal de CO2 liquide, ou par des projets d'infrastructures offshore connectés à des stockages géologiques permanents en mer du Nord.

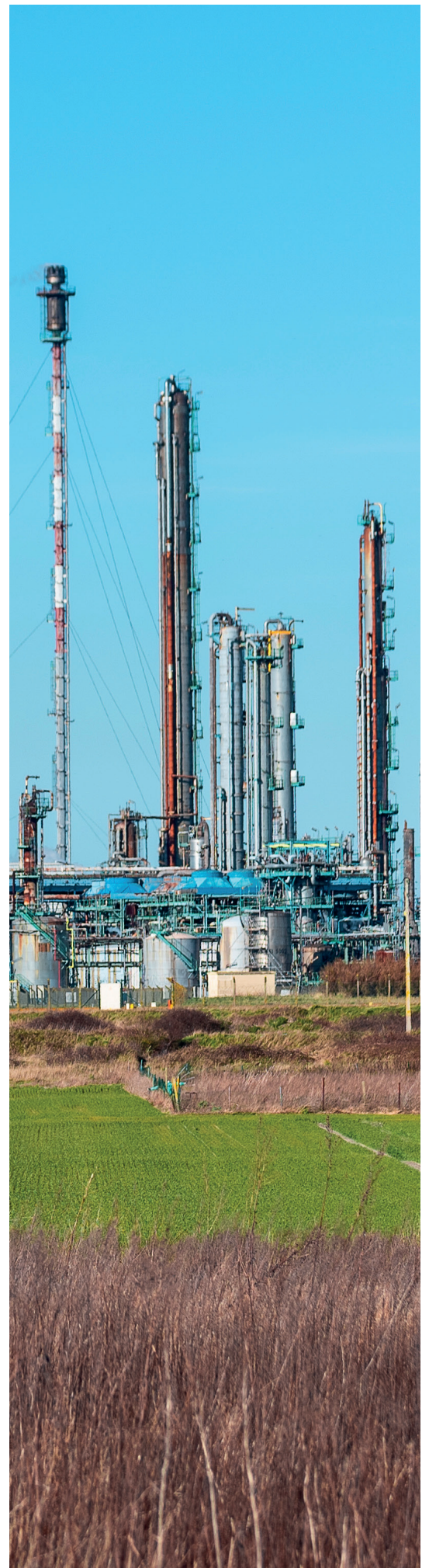
A plus long terme, le réseau pourra être étendu dans les Hauts-de-France et au-delà afin de connecter d'autres territoires au hub constitué à Dunkerque et aux projets locaux de valorisation de CO2. En effet, *« la logistique par canalisation constituera à terme la colonne vertébrale des réseaux de CCUS régionaux, dans les cas où des volumes de CO2 importants doivent être transportés et sur des périodes d'amortissement suffisantes »* (citation France 2030 - Stratégie CCUS, juin 2023)

Cette première infrastructure deviendra une opportunité pour des industriels n'ayant pas encore ciblé le CCUS comme un levier de décarbonation adapté à leurs applications et volumes. Dans cette logique, GRTgaz étudiera le potentiel de captage de CO2 plus largement dans la région afin de définir le besoin de développement d'une infrastructure de transport par canalisation permettant d'acheminer et faire converger le CO2 vers Dunkerque. Cette démarche tient compte de la situation privilégiée de Dunkerque pour l'accès aux offres de stockage de CO2 en mer du Nord et comme pôle de développement pour l'industrie de valorisation du CO2.



Gaël Pognonec,

Responsable du Département Relations Commerciales Nord-Est chez GRTgaz



Ch0c: une solution de captage du CO₂ pour les chaudières industrielles

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) pour l'industrie cible un objectif de neutralité carbone, donc une baisse de 81% des émissions de CO₂ d'ici 2050.

Pour atteindre cet objectif, deux étapes complémentaires existent. La première, qui se doit systématique et prioritaire, consiste à limiter au maximum la production de CO₂ en améliorant l'efficacité énergétique et en utilisant des énergies faiblement carbonées. La seconde étape, applicable une fois la première réalisée, consiste à capter du CO₂ produit.

Pour produire de la vapeur ou de l'eau chaude, la chaudière à combustion est le système le plus courant en industrie. Toutefois, par principe, elle produit et émet du CO₂. En effet, la combustion est une réaction exothermique d'oxydo-réduction entre un carburant et un comburant. Généralement, le carburant est un composé de chaînes carbonées de type C_nH_y entrant en réaction avec l'oxygène de l'air.

Prenons pour exemple le méthane (CH₄), principal constituant du gaz naturel, le volume de CO₂ ne représente qu'environ 9% du volume total des produits de combustion du méthane. Cette faible concentration du CO₂ ne favorise pas sa captation.

Ch0c : Chaudière OxyCombustion

L'oxycombustion consiste à utiliser de l'oxygène comme comburant après avoir retiré l'azote de l'air.

La chaudière Ch0c utilise ce principe, et l'ajout

d'une boucle de recirculation permet de réinjecter les deux tiers des produits de combustion dans le brûleur, permettant d'avoir un air comburant synthétique formé en grande majorité de O₂, CO₂ et H₂O.

Cette recirculation permet tout d'abord une amélioration du rendement de la chaudière. En effet, l'absence d'azote dans la combustion permet de réduire le débit massique des fumées et donc les pertes qui leur sont liées.

En second lieu, la réinjection du CO₂ au niveau du brûleur permet d'obtenir une température de flamme proche de celle d'une combustion classique tout en réduisant très fortement la production d'oxyde d'azote (NO_x).

Enfin, après élimination de l'eau contenue dans les fumées en sortie, cela conduit à une concentration du CO₂, facilitant ainsi sa récupération et évitant jusqu'à 90 % des émissions de CO₂ dans l'air.

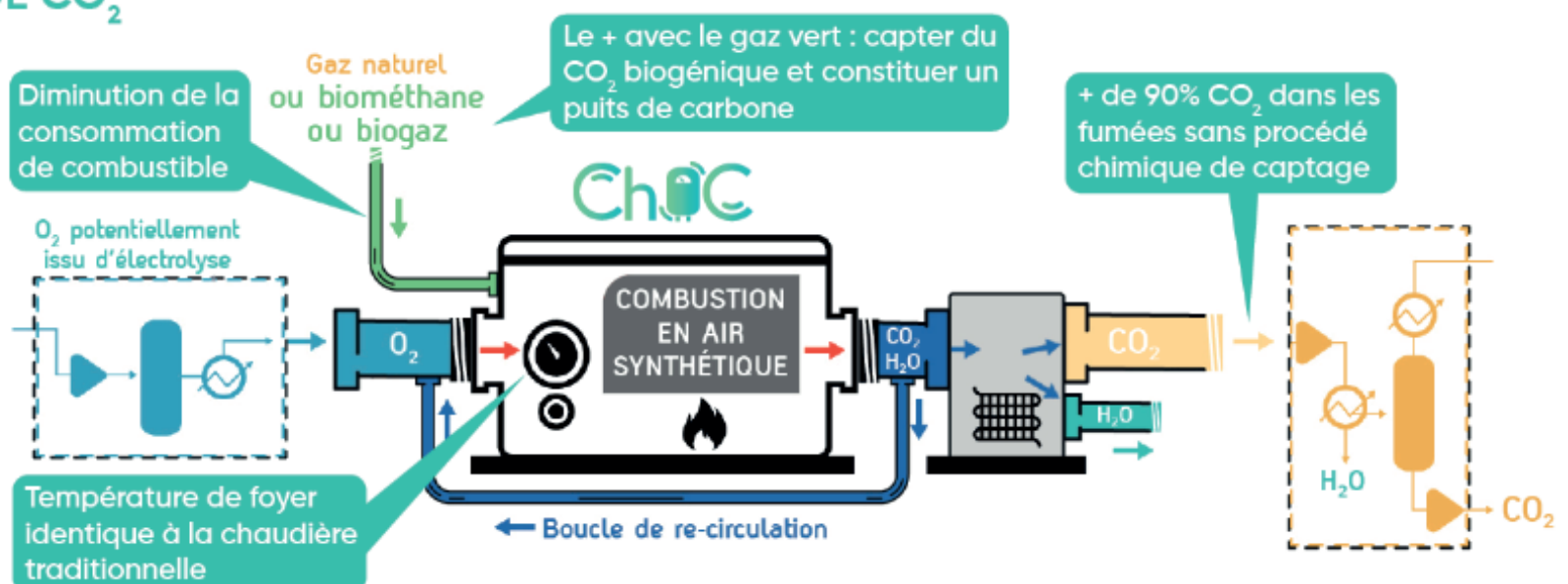
Ch0c : Chaudière 0 Carbone

La Ch0c permet donc de capter le CO₂ in situ, ce qui crée des opportunités de valorisations locales auprès de l'industrie agroalimentaire, dans la fabrication de matériaux de construction ou la production de e-fuel.

La Ch0c peut aussi servir à séquestrer géologiquement le CO₂ capté dans les fumées. Cette option est notamment intéressante pour les entreprises soumises à l'EU-ETS et qui doivent obligatoirement diminuer leurs émissions de CO₂. En effet, une fois capté, le CO₂ peut être conditionné puis transporter vers des cavités



UNE TECHNOLOGIE PERFORMANTE POUR UNE CAPTURE AISÉE ET EFFICACE DE CO₂



Principe de fonctionnement de la chaudière Ch0c (Crédit: Naldéo Technologies et Industries)

profondes et étanches, généralement sous-marine, dans lesquelles ce CO₂ sera injecté et donc séquestré pour des durées extrêmement longues.

Voilà pourquoi elles s'inscrivent dans le cadre de l'appel à projets DEMIBaC de l'ADEME, dont le but est de développer des briques technologiques et des démonstrateurs de solutions de décarbonation qui associent l'offre et la demande.

Enfin, la chaudière Ch0c devient un véritable puit de carbone dès qu'elle est alimentée par du Biométhane (à minima 35%). En captant le CO₂ biogénique (initialement contenu dans la biomasse agricole) du biométhane et en le valorisant dans des procédés qui ne le relargue pas à l'atmosphère ou le séquestrant, le bilan d'émission devient alors négatif.

Les enjeux sont importants puisque les chaudières industrielles représentent 19 Mt/an d'émissions de CO₂ par an, soit 20% des émissions de l'industrie.



Arnaud Decoster,
Chef des Ventes Tertiaire & Industrie
Hauts-de-France et Normandie
chez GRDF

Un démonstrateur dans le cadre de DMIBaC

16 partenaires lancent la fabrication du démonstrateur industriel Ch0C qui sera installé sur le site de VSPU à Villers-Saint-Paul dans l'Oise.

Ce démonstrateur est lauréat de l'appel à projet France 2030 DEMIBaC - Développement de briques technologiques et démonstrateurs - Réalisations de premières industrielles associant l'offre et la demande.

La Première ministre Elisabeth Borne a attribué dans ce cadre un financement de 1,2 million d'euros au projet sur les 2,9 millions d'euros qu'il nécessite.

Une chaudière de 3 MW et son système de captation/liquéfaction du CO₂ permettront la production de vapeur décarbonée à une échelle industrielle.

Le consortium, piloté par Naldeo Technologies & Industries, réunit des énergéticiens, des

équipementiers, des experts scientifiques et des industriels. Babcock Wanson, ENGIE Solutions, Fives, GRDF, GRTgaz, TotalEnergies, VERDEMOBIL BIOGAZ, sont membres partenaires du projet. Agrial, Agro mousquetaires, Bonduelle, Carboneo, Coca-Cola, Constellium, Eiffage Énergie Systèmes et l'Université de Paris sont membres observateurs.

La chaudière Ch0C pourrait être commercialisée dès 2025. Le remplacement de 1 000 chaudières industrielles par cette nouvelle chaudière pourrait permettre d'éviter l'émission de 4 millions de tonnes de CO₂ par an.¹

¹Hypothèses retenues: 1 000 chaudières gaz de 3MW fonctionnant 7000 h/an; consommation de gaz associée : 21 TWh (milliards de kWh) ; réduction de 90 % des émissions de CO₂ directes liées à cette consommation par rapport à une chaudière gaz classique.

