

# RAPPORT

**AVRIL 2023**

Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone

## Synthèse

L'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 nécessite une mutation en profondeur du mix énergétique. Un nouveau parc de production, électrique comme gazier, va devoir être développé. La modification des usages pourra générer des bascules de grande ampleur entre énergies. La neutralité carbone et l'urgence climatique obligent l'ensemble des acteurs du système énergétique à emprunter des chemins en rupture par rapport aux tendances actuelles. Ainsi, les infrastructures de réseaux énergétiques (réseaux électriques et gaziers, stockages, terminaux méthaniers) devront accueillir les nouvelles sources de production décarbonées, s'adapter aux nouveaux profils de consommation et faire face, pour les infrastructures gazières, à une baisse de la consommation.

Les décideurs publics se doivent d'accompagner ces mutations et devront fixer des caps permettant d'atteindre les objectifs nationaux. La prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) constitue à ce titre un rendez-vous important. Les choix opérés devront s'appuyer sur des analyses des conséquences, notamment sur les consommateurs et les infrastructures, des trajectoires fixées.

**La présente étude s'inscrit dans le cadre des travaux préparatoires de cette nouvelle PPE. Elle a été réalisée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sur sollicitation initiale de la DGEC.** Elle se fonde sur de nombreuses modélisations et analyses réalisées par les opérateurs d'infrastructures gazières (GRDF, GRTgaz, les entreprises locales de distribution (ELD), Teréga, Storengy, Elengy, ...) à partir des orientations et paramètres proposés par la CRE. **Elle a pour principal objectif d'apporter un éclairage quant aux effets sur les infrastructures gazières de différents scénarios de production et de consommation de gaz aux horizons 2030 et 2050.**

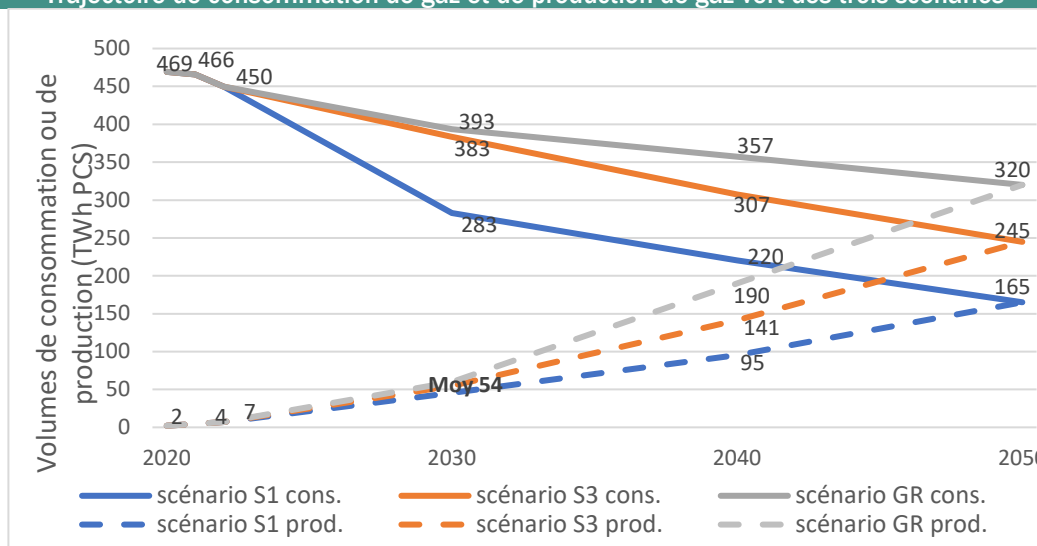
**La CRE a fait le choix d'étudier trois scénarios de production/consommation, aux horizons 2030 et 2050, représentant chacun des évolutions différenciées mais s'inscrivant tous les trois dans l'objectif de neutralité carbone en 2050.** Pour cela, la CRE s'est appuyée sur des scénarios existants documentés qu'elle a adaptés à la marge pour les mettre en cohérence. La CRE s'est ainsi intéressée à **deux scénarios de l'ADEME (scénarios S1 et S3) et un scénario (scénario GR) construit par les gestionnaires de réseaux** de gaz en s'appuyant sur les documents de planification régionaux.

Dénomination du scénario		Consommation en 2050	Source
Scénario bas	Scénario S1	165 TWh <sub>PCS</sub>	ADEME
Scénario médian	Scénario S3	245 TWh <sub>PCS</sub>	ADEME
Scénario haut	Scénario GR	320 TWh <sub>PCS</sub>	Gestionnaires de réseaux

Le choix de ces scénarios ne préjuge pas de l'avis de la CRE sur la crédibilité de leur mise en œuvre : ils ont vocation à éclairer des situations contrastées, aussi bien en termes de volume de consommation (comprise entre 165 TWh et 320 TWh) qu'en termes de production de gaz à horizon 2050. Tous les scénarios sont néanmoins ambitieux dans le sens où ils projettent tous des modifications importantes des usages de l'énergie.



Trajectoire de consommation de gaz et de production de gaz vert des trois scénarios



Pour répondre aux objectifs de la stratégie nationale bas carbone (SNBC), la CRE s'est fixée comme contrainte d'étudier des scénarios avec un bilan équilibré à la maille France, c'est-à-dire que la production annuelle de gaz vert doit égaler la consommation annuelle, ce qui permet d'arrêter la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050 tout en assurant la souveraineté énergétique de la France. Il s'agit d'un choix fort qui n'est pas celui retenu dans ses scénarios par l'ADEME. L'ADEME prend en compte un talon d'importation dans l'ensemble de ses scénarios (12 % dans le scénario S1 et 7 % dans le scénario S3), en accompagnant parfois ces importations d'une séquestration du carbone. Les scénarios de l'ADEME ont donc été retraités par la CRE sur leur volet production. Une analyse de sensibilité a néanmoins été réalisée sur l'ensemble des scénarios en considérant qu'à l'horizon 2050 seule 75 % de la consommation française pourrait être couverte par de la production de gaz vert en France.

Les dynamiques relatives à l'évolution de la production et de la consommation, sous-jacentes à ces scénarios, induisent deux effets contraires sur les infrastructures gazières. D'une part, les réseaux doivent s'adapter et se renforcer afin d'accueillir une production locale de gaz vert répartie sur l'ensemble du territoire et d'autre part la baisse de la consommation modifie les besoins d'acheminement de ce gaz auprès des consommateurs. Pour modéliser finement ces effets, les scénarios annuels ont dû être traduits en scénarios géographiques et journaliers. Cela permet d'apprécier le niveau d'excédent de production de gaz vert en été par rapport à la consommation (élément influant notamment sur les infrastructures nécessaires à l'accueil de la production locale ou encore sur le volume nécessaire de stockage) ou encore le niveau de la pointe hivernale qui est prise en compte pour dimensionner les réseaux gaziers, conformément aux exigences en matière de sécurité d'approvisionnement.

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de modéliser ces effets sur le développement de leurs infrastructures. Les méthodologies de simulation et les hypothèses structurantes ont été validées par la CRE, et des vérifications croisées ont été réalisées pour s'assurer de la cohérence des analyses des différents contributeurs. **Les configurations de réseaux et le parc de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz aux horizons 2030 et 2050 présentés dans le présent rapport sont issus de modélisations essentiellement effectuées par GRTgaz, Teréga, GRDF et GreenAlp.**

La CRE formule, à la lumière de ces résultats, neuf enseignements afin d'éclairer les travaux à venir sur la place du gaz dans le mix énergétique français et de proposer des stratégies de développement des infrastructures de gaz qui permettront de mettre en œuvre de manière optimale les objectifs qui seront retenus dans la future PPE. La CRE poursuivra par ailleurs ses travaux afin d'évaluer plus finement les conséquences économiques, pour les opérateurs et pour les consommateurs, des différentes configurations d'infrastructures envisagées. La CRE sera par ailleurs amenée prochainement à faire évoluer le cadre de régulation tarifaire des infrastructures de gaz pour tenir compte des dynamiques potentielles présentées dans le cadre de ce rapport, et assurer une régulation permettant d'en limiter le cas échéant les effets négatifs.

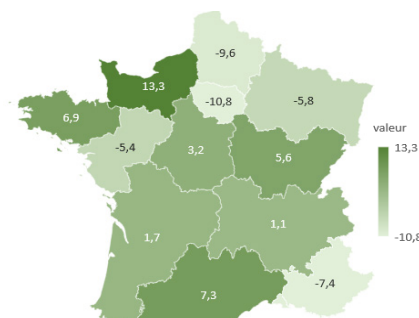
La CRE s'est concentrée dans ce rapport sur la molécule méthane. L'hydrogène, qui pourrait prendre une place croissante du mix énergétique français dans les années à venir, présente des interactions avec le système gazier mais celles-ci ne doivent pas être surestimées. Certaines infrastructures (canalisations de transport de gaz et stockages salins) peuvent en effet être converties à l'hydrogène à terme. Ces possibilités ont été prises en compte dans le cadre de cette étude, et la CRE étudiera dans un futur volet de l'étude les conditions de leur éventuelle conversion.



**Message 1 : L'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz décarboné nécessitera des investissements compris entre 6 et 9,7 Md€ d'ici 2050 en fonction des scénarios. L'effort d'investissement annuel correspondant (entre 200 et 300 M€ par an) reste raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 Md€ par an). Le coût unitaire par TWh injecté décroît avec le volume de production, et des économies d'échelle apparaissent à partir de 2040 dans tous les scénarios.**

### Une répartition de la production et de la consommation de gaz peu homogène

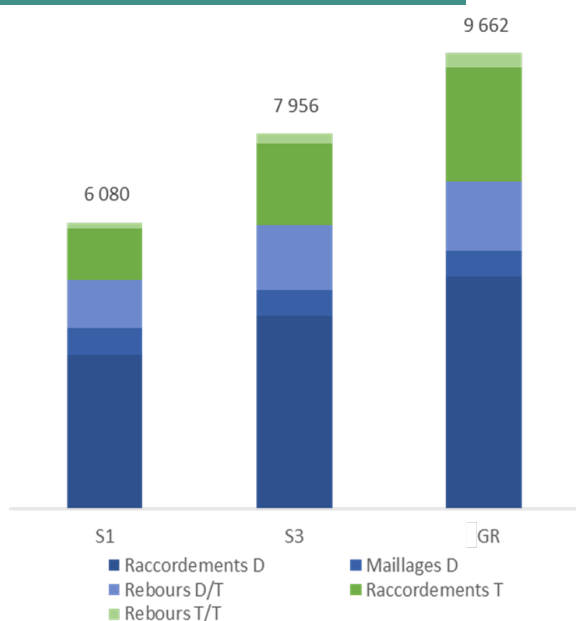
En 2050, la production et la consommation de gaz seront réparties de manière non homogène aussi bien géographiquement que temporellement. La production de gaz vert est en effet relativement stable tout au long de l'année. La consommation (hors industries) est en revanche saisonnalisée. Lorsqu'une zone est en excédent de production, cet excédent doit pouvoir être remonté sur les étages de pression supérieurs du réseau, soit pour être acheminé vers des zones en excédent de consommation, soit pour être stocké.



Ecart entre la production de gaz vert et la consommation (TWh) dans le scénario haut en 2050

### Des investissements de raccordement et de renforcement maîtrisés pour intégrer les gaz verts

Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario (en M€)



L'intégration des unités de production de gaz vert induira deux types d'investissements sur les réseaux : des investissements de raccordement (entre 72 % et 76 % du montant total d'investissements pour intégrer les gaz verts) et des investissements de renforcement des réseaux de distribution et de transport (maillages et reboirs). S'agissant des investissements de renforcement, les gestionnaires de réseaux prévoient en priorité de mailler les réseaux de distribution (lorsque ces maillages sont pertinents d'un point de vue technico-économique). Ces investissements sont en effet les moins coûteux. La capacité de maillage des réseaux (5 616 km pour un montant d'investissement total de 562 M€) est cependant assez vite saturée, même dans le scénario le plus bas, et ne permet pas de répondre à tous les besoins. Des reboirs (distribution/transport puis transport/transport) devront donc être réalisés, avec une accélération à prévoir à partir de 2030 dans tous les scénarios.

### Des économies d'échelle

Le coût unitaire d'investissements par MWh injecté décroît dans le temps (avec des économies d'échelle dès 2040) et en fonction du volume injecté. Cette baisse du coût unitaire s'explique principalement par les raisons suivantes :

- le raccordement des premières installations de production conduira à des extensions de réseaux qui bénéficieront ensuite aux projets suivants ;
- les techniques de production qui pourraient se développer après 2040 (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation) de manière plus significative dans les scénarios haut et médian, mobilisent des installations de production plus grosses, dont le coût unitaire de raccordement est moindre (raccordement directement en transport pour une plus grande proportion ne nécessitant donc que peu d'investissements de renforcement) ;
- les reboirs transport/transport ou l'ajout de compresseurs sur des reboirs distribution/transport existants, qui seront les investissements de renforcement prépondérants à partir de 2040, sont moins coûteux que les premiers investissements de reboirs.

### Des coûts à mettre en regard des investissements de transition énergétique

Les investissements annuels associés (entre 200 et 300 M€/an) restent néanmoins raisonnables au regard des investissements annuels actuels dans les infrastructures gazières (1,3 Md€/an hors comptage évolué sur la dernière période tarifaire, dont un peu moins de 100 M€ pour l'intégration des gaz verts). Le montant global est par ailleurs à mettre en regard de la base d'actifs régulés (BAR) actuelle des gestionnaires de réseaux de gaz (27 Md€ environ). Enfin, ces montants d'adaptation des réseaux pour verdir le mix gazier sont d'un ordre de grandeur largement en deçà des montants nécessaires d'adaptation des réseaux d'électricité pour accueillir la production renouvelable, telle qu'estimée notamment dans les « futurs énergétiques » de RTE.



**Message 2 : Le réseau de transport de gaz actuel reste en très grande partie nécessaire** même en cas de baisse prononcée de la consommation, pour compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production. Les actifs « libérables » se concentrent sur le réseau de transport principal. Il s'agit de canalisations doublées qui représentent à horizon 2050 entre 3 et 5 % des km de canalisations de transport ainsi qu'au moins 7 stations de compression.

### Un réseau de transport de gaz qui continue à jouer un rôle majeur

La consommation de gaz produit localement, avec une adéquation à la maille annuelle entre les volumes produits et consommés en France, n'implique pas pour autant une sous-utilisation marquée du réseau principal de transport. Le réseau principal reste notamment nécessaire pour :

- répondre aux déséquilibres géographiques et temporels entre production et consommation (flux entre mailles du réseau et utilisation des stockages) ;
- gérer le besoin de flexibilité intrajournalière ;
- assurer le transit avec les pays voisins.

Les schémas de flux actuels seront cependant amenés à évoluer, notamment en fonction des équilibres production/consommation des différentes régions (flux structurants orientés du Sud-Ouest vers le Nord-Est). La zone Teréga deviendrait ainsi exportatrice dès 2040.

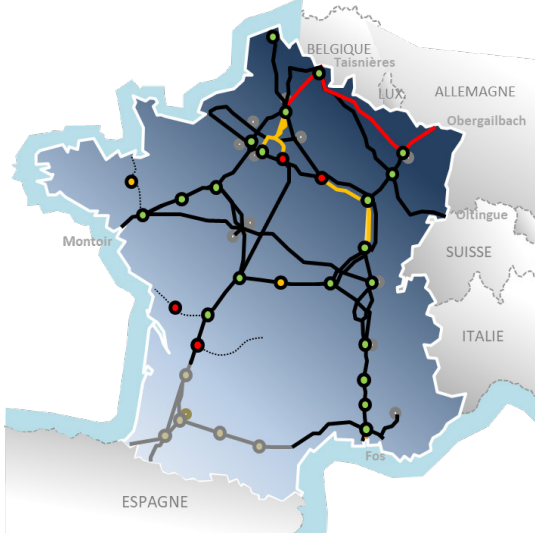
### Des modifications limitées à envisager sur le réseau principal de transport

Malgré ces évolutions importantes, la structure du réseau de transport ne devrait pas évoluer fondamentalement. Seules des canalisations doublées sur le réseau de transport principal ainsi que certaines stations de compression ne seront plus utiles pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Pour les canalisations doublées, il existera une alternative au démantèlement puisque ces dernières pourraient être réutilisées dans le cadre du développement d'un réseau de transport d'hydrogène. L'abandon d'actifs sur le réseau de transport régional est plus difficile à anticiper et doit être étudié au cas par cas : sur ce réseau, certains consommateurs peuvent en effet être directement raccordés sur les canalisations doublées. Ces canalisations régionales doublées sont par ailleurs utiles pour gérer des périodes d'indisponibilité en cas de travaux de maintenance.

### Des actifs « libérables » sans regret à horizon 2050

Certains actifs pourraient être « libérables », notamment dans le nord de la France dès 2030. Ces actifs resteraient néanmoins nécessaires en cas par exemple de maintien d'une capacité de sortie vers l'Allemagne. Il convient donc de rester prudent à cet horizon.

Architecture prévisionnelle du réseau de transport principal à horizon 2030

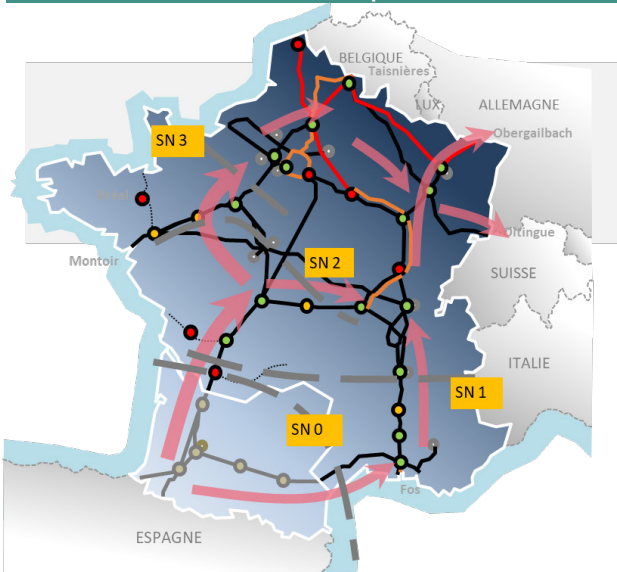


- Station de compression non essentielle dans tous les scénarios
- Station de compression non essentielle dans le scénario bas uniquement

- Canalisation doublée non essentielle dans tous les scénarios
- Canalisation doublée non essentielle dans le scénario bas uniquement

A horizon 2050, certains actifs semblent pouvoir être libérés dans la plupart des scénarios : 7 stations de compression et 1 100 km de canalisations doublées, sur un total de 37 000 km. Seul un scénario avec une consommation dans la fourchette haute et un taux de pénétration extrêmement important des PAC hybrides ne permet pas de se passer de ces actifs pour le système gaz. Les autres sensibilités simulées mettent en revanche en lumière que la structure de réseau identifiée dans chaque scénario de référence est résiliente à un certain nombre d'aléas : elle permet notamment de faire face à une baisse de la production locale (sensibilité avec 25 % d'imports).

Architecture prévisionnelle du réseau de transport principal à horizon 2050



- Station de compression non essentielle dans tous les scénarios
- Station de compression non essentielle dans le scénario bas uniquement

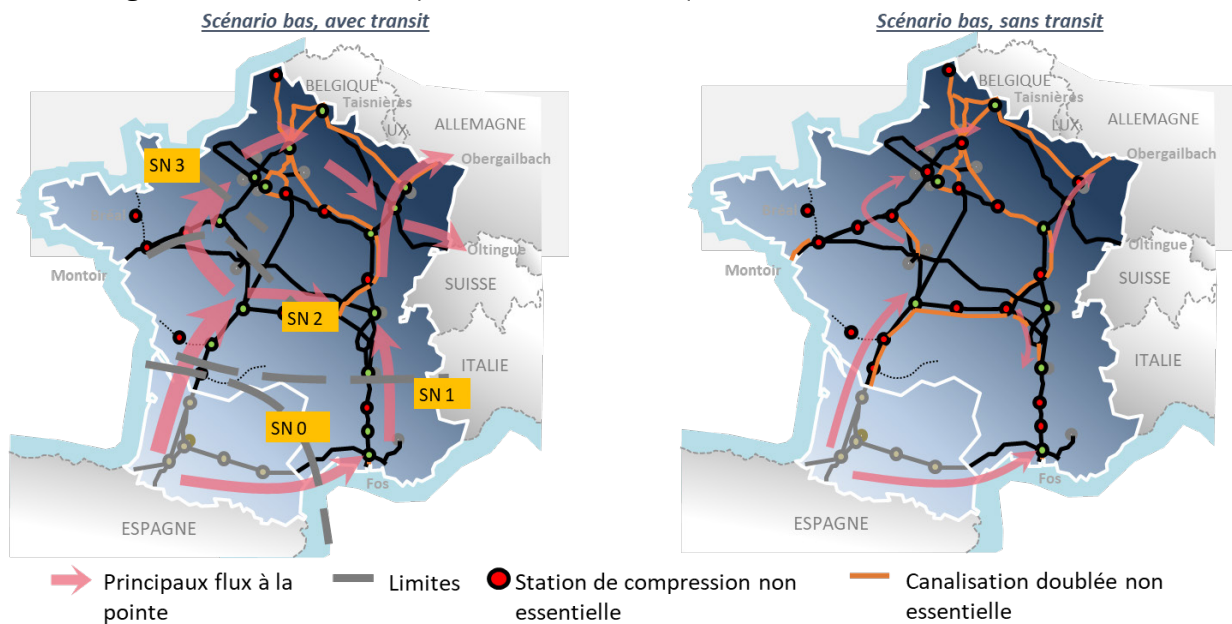
- Canalisation doublée non essentielle dans tous les scénarios
- Canalisation doublée non essentielle dans le scénario bas uniquement





**Message 3 :** Compte-tenu des plans énergie climat des pays avec lesquels la France est interconnectée, la France continuera à occuper une place importante dans le système gazier européen. Les flux générés par le transit pour nos voisins européens nécessiteront de conserver un réseau surdimensionné par rapport aux seuls besoins nationaux. A l'horizon 2050, le maintien, sur le réseau principal, d'entre 2 et 3 % des canalisations globales et d'un peu moins d'un quart des stations de compression est rendu nécessaire par les besoins de transit.

Même en poursuivant l'objectif d'avoir à horizon 2050 une production locale qui permet de couvrir la consommation annuelle en cas d'hiver moyen, des flux de transit devraient perdurer à cet horizon, pour alimenter les pays voisins, pour permettre un équilibrage ponctuel du réseau et pour assurer la sécurité d'approvisionnement en cas d'aléa. Malgré l'incertitude sur ces flux, et leur caractère possiblement très ponctuels, ces derniers nécessitent de conserver une architecture de réseau un peu plus conséquente. A titre d'illustration, dans le scénario bas, un peu plus de 900 km de lignes et 8 stations de compression sont utiles uniquement en cas de transit.



Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario (en M€)

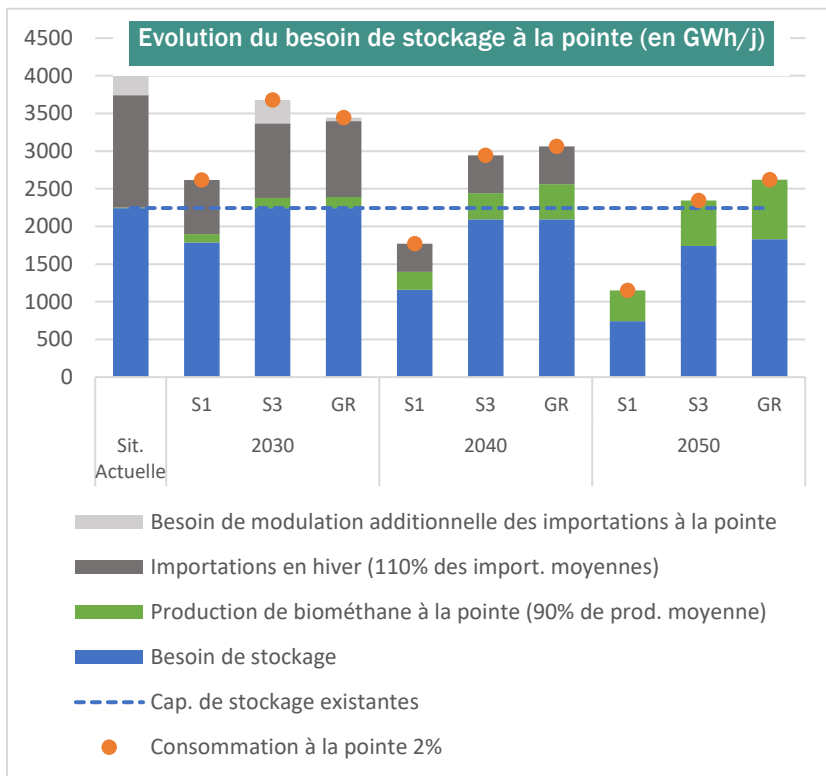


**Message 4 :** La plus faible flexibilité annuelle de la production de gaz vert entraînera un changement du profil d'utilisation des stockages, dont le dimensionnement sera de plus en plus orienté par le besoin à la pointe. **Ce besoin de performance de soutirage à la pointe baisse néanmoins entre 18 % et 67 % à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.** L'intégralité du parc actuel de stockage ne restera donc pas nécessaire. Il conviendra néanmoins de conserver un volume utile suffisant pour permettre de faire face à des aléas pluriannuels.

**Le parc de stockage deviendra quasiment le seul moyen de flexibilité hivernal**

L'évolution du parc de stockage devra permettre de faire face à la disparition progressive des flexibilités de l'approvisionnement, la production de gaz vert étant quasiment constante sur l'année. Si des aléas nouveaux apparaissent par rapport aux besoins d'aujourd'hui (l'éventuelle succession d'hivers doux posera notamment la question de la destination de l'excédent de gaz produit localement), le parc de stockage restera dimensionné essentiellement par le besoin à la pointe et la modulation saisonnière. Ces deux éléments dépendent principalement de l'usage chauffage et du fonctionnement des centrales à cycle combiné gaz (CCG) pour la production électrique. Dans tous les scénarios, la part cumulée de ces deux usages est amenée à reculer ce qui fera diminuer mécaniquement le besoin de stockage.

Un parc de stockage en diminution dans l'ensemble des scénarios



Le besoin de performance de soutirage à la pointe diminuera ainsi de 18 à 67 % à horizon 2050 en fonction des scénarios. Ce besoin étant très dépendant de la pointe liée au chauffage, les résultats des simulations sont assez sensibles à ces hypothèses. A titre d'exemple, la performance des stockages simulée dans le cadre du scénario bas ne serait pas suffisante si le marché des PAC hybrides devait se développer (à noter que RTE dans le cadre de ses réflexions sur les futurs énergétiques 2050 prend pour hypothèse un parc de 2,5 millions de PAC hybrides pour une consommation globale de gaz similaire au scénario S1).

Le besoin de volume de stockage pour le passage d'un hiver froid tel qu'il s'en produit tous les 50 ans représente, quant à lui, à horizon 2050, entre 2/3 et 1/4 des capacités existantes.



**Message 5 :** Le parc de stockage optimal pour le méthane (CH<sub>4</sub>) n'est pas le même que le parc de stockage dans une vision prenant en compte l'hydrogène car les stockages en cavités salines sont (i) les seuls qui pourront accueillir de l'hydrogène, (ii) mais sont également ceux qui permettent de répondre au mieux aux besoins en 2050 du système gazier.

Pour répondre aux besoins potentiels de stockage de l'hydrogène en évitant des investissements non efficaces pour la collectivité, **il pourrait être pertinent de convertir les salins en priorité à l'hydrogène**. Néanmoins la conversion devra être prudente en s'assurant que le système CH<sub>4</sub> peut se passer du stockage salin considéré et en s'appuyant sur un besoin de stockage H<sub>2</sub> avéré. Toute conversion avant 2030 semble imprudente quel que soit le scénario retenu.

Par ailleurs, dans les scénarios haut et médian, le stockage salin d'Étrez serait nécessaire pour le CH<sub>4</sub>, il semble donc pertinent de conserver une partie des stockages salins pour le CH<sub>4</sub> même après 2030.

**Un besoin à la pointe et une baisse du cyclage plutôt favorables aux stockages salins et aquifères rapides**

La baisse du besoin de stockage s'accompagnera d'un nouveau profil d'utilisation des stockages davantage orienté par le besoin de pointe que par la modulation saisonnière :

- les stockages salins et les aquifères rapides, qui offrent un débit important pour un volume faible ou modéré, sont théoriquement les plus adaptés pour répondre à ce besoin.
- l'utilisation future des stockages les moins performants pourrait être remise en cause dans le cas d'une baisse importante de la consommation. Outre que leur volume important de stockage serait surdimensionné par rapport aux besoins du système, ces stockages aquifères nécessitent d'injecter et de soutirer très régulièrement la majorité des volumes stockés pour permettre de maintenir leur performance. Or, la baisse du besoin de modulation pourrait empêcher ce cyclage régulier : dans les scénarios étudiés, le cyclage des stockages aquifères est limité. Un hiver moyen conduirait à un cyclage de seulement 50 à 60 % des capacités. Storengy considère néanmoins qu'un recours à un cyclage « artificiel » permettrait de contourner cette difficulté à horizon 2050.



### La nécessaire prise en compte du conflit d'usage avec l'hydrogène

Les cavités salines sont, à ce jour, les seuls stockages qui peuvent être convertis à l'hydrogène. Le choix du parc de stockage à conserver pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système gazier ne pourra donc pas se faire sans mener une réflexion multi-énergies, tenant compte de ce conflit d'usages. A horizon 2030, l'ensemble du parc de stockage actuel doit néanmoins être conservé dans son intégralité pour le CH<sub>4</sub>, même dans le cas du scénario bas qui simule une baisse du gaz très ambitieuse. A plus long terme, l'abandon ou la conversion de certains stockages devra être envisagée. Deux stratégies pourront alors être poursuivies :

- la première stratégie consisterait à privilégier un recours aux stockages les plus performants pour le CH<sub>4</sub> : cette stratégie conduirait dans le scénario bas à ne conserver que les stockages salins et un stockage aquifère rapide (Lussagnet). La création de nouvelles cavités salines ou l'utilisation de celles non exploitées à ce jour seraient alors privilégiées en cas de besoin de stockage d'hydrogène ;
- la deuxième stratégie consisterait à privilégier un recours aux stockages aquifères pour le CH<sub>4</sub>, afin de pouvoir convertir un maximum de stockages salins à l'hydrogène : cette éventuelle conversion ne doit cependant pas être envisagée trop tôt : le site d'Etrez est important pour le système CH<sub>4</sub>, compte tenu de sa position sur le réseau de transport et des flux et congestions anticipées à horizon 2050 dans certains scénarios.



**Message 6** : Le réseau de distribution de gaz a été largement renouvelé ces dernières années. Dans l'ensemble des scénarios, il restera, dans une vision nationale, nécessaire et essentiellement dimensionné pour la production de gaz vert. **Localement néanmoins, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester très limitée.**

La modélisation des scénarios à l'échelle du réseau global de distribution à l'horizon 2050 ne permet pas d'apprécier de manière fine, et à l'échelle locale, les impacts d'une baisse de la consommation de gaz sur le réseau (effet de la perte de clients, opportunités d'abandon d'ouvrages...). En effet, ces simulations ont montré que :

- la capacité de livraison des réseaux ne sera pas un facteur dimensionnant pour les investissements du GRD : **compte-tenu des investissements de renouvellements/sécurisation effectués ces dernières années (50 % des conduites et branchements qui représentent 70 % de la BAR de GRDF ont été mis en service après 2000), la question de renouveler le réseau en le dimensionnant plus faiblement ne devrait pas se poser dans les faits ;**
- par ailleurs, **à l'échelle nationale, c'est le volume de gaz vert injecté qui sera notamment particulièrement dimensionnant.**

A ce titre, des simulations ont été réalisées sur quatre zones spécifiques et représentatives de la diversité des typologies de réseau des GRD. Lorsque l'on réalise ces « zooms locaux », il est possible d'identifier un certain nombre d'actifs sur le réseau de desserte dont le maintien en gaz ne semble plus nécessaire à horizon 2050, dans un contexte de baisse de la consommation.

C'est le cas notamment des zones dans lesquelles le développement de réseaux de chaleur entraîne le déracordement d'une grande majorité des consommateurs résidentiels (focus sur la zone du Havre et de Grenoble) ou encore les zones avec un très faible potentiel de production (focus sur la zone de Volonne). La part de réseau susceptible d'être abandonnée devrait néanmoins rester limitée, même à l'horizon 2050. Sur le Havre par exemple, **il ressort des analyses d'un quartier sur lequel l'emprise du réseau de chaleur urbain (RCU) est très importante, que la perte de 70 % des points de consommation et de 89 % de la consommation à horizon 2050, ne permet de libérer que 34 % du réseau local.**

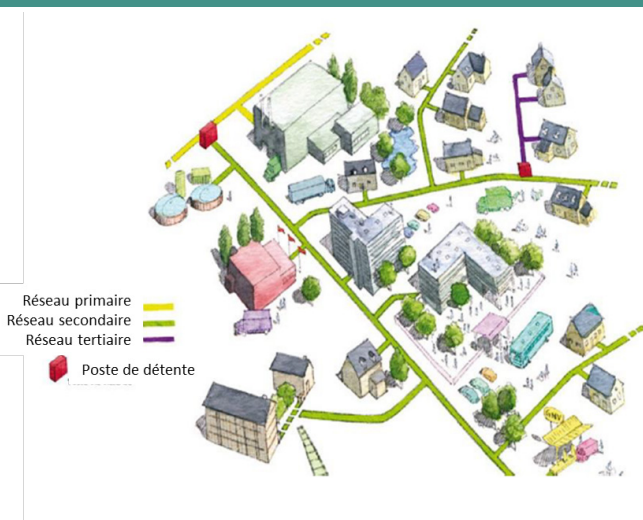


**Message 7 :** Pour optimiser le réseau de distribution qu'il sera nécessaire de maintenir en gaz dans les zones où des actifs pourront être abandonnés :

- il pourrait être pertinent de mener dès à présent un exercice de **coordination locale**, en priorité dans les zones avec des projets de développement de réseaux de chaleur décarbonée. Cette coordination pourrait par exemple s'appuyer sur une notification préalable des tracés des plus gros projets de réseaux de chaleur urbains, au gestionnaire de réseau de distribution actif sur la zone et à la CRE ;
- à plus long terme, en fonction de la baisse effective de la consommation, il semble plus pertinent, **dans une stricte logique d'optimisation du réseau à maintenir localement, de tendre vers une sortie de l'ensemble des usages gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale.**

Si l'on poursuit l'analyse de la zone du Havre, on constate que **l'extension de l'emprise du RCU sur 98 rues du centre-ville, suppose le maintien du réseau de gaz sur au moins 36 de ces rues**, soit à cause du maintien de clients résiduels, soit à cause du réseau de structure servant à acheminer d'autres secteurs de la ville. **Une réflexion amont sur l'emprise du RCU, en cohérence avec la structure du réseau gazier pourrait améliorer ce ratio.** L'analyse menée sur la zone de GreenAlp mène à des conclusions similaires. **Ces coordinations locales pourraient utilement être menées dès à présent. Une gouvernance possible consisterait à imposer une notification préalable des tracés des plus gros projets de RCU, au gestionnaire de réseau de distribution actif sur la zone et à la CRE.**

#### Architecture du réseau de distribution



A plus long terme, les analyses menées dans le cadre des focus locaux montrent que l'abandon d'un volume significatif de kilomètres de réseaux à l'échelle d'une zone, n'est possible qu'en cas de sortie du gaz de l'ensemble des consommateurs de la zone (ou a minima de l'ensemble des consommateurs raccordés sur une même antenne). Dans les zones, où un nombre significatif de consommateurs aura changé d'énergie, et dont le réseau de structure n'est pas nécessaire pour évacuer de la production de gaz vert, se posera nécessairement la question d'accompagner les clients résiduels vers une sortie du gaz, afin de ne pas maintenir un réseau surdimensionné au regard du volume de consommation locale. **Un accompagnement vers une sortie locale sera à ce titre plus efficace pour l'optimisation des réseaux qu'une interdiction nationale visant un usage particulier.** L'exemple de Zurich en Suisse montre qu'une telle sortie du gaz

devra se gérer sur le long terme et nécessitera un fort accompagnement des consommateurs.



**Message 8 :** Les analyses menées sur le seul réseau gazier ne doivent pas conduire à des décisions ne tenant pas compte de l'imbrication entre les différents réseaux énergétiques. Par exemple, le degré de complémentarité entre système électrique et système gazier reste incertain à horizon 2050 et dépendra du mix électrique et des choix en matière de chauffage. **Un éventuel transfert massif de la pointe gazière vers de la pointe électrique doit être analysé finement dans ses conséquences, en tenant compte notamment de la capacité du système électrique à absorber le surplus de pointe et du bilan carbone global.**

L'étude menée par la CRE est centrée sur les seules infrastructures gazières. Ces infrastructures font néanmoins partie d'un plus grand ensemble, qui permet de doter la France d'un bouquet énergétique complet, s'appuyant sur plusieurs vecteurs. Si les différentes énergies peuvent être en concurrence entre elles, leur complémentarité est un élément important pour éviter des surcoûts inutiles pour la collectivité. Les modélisations effectuées dans le cadre de cette étude ont permis de toucher du doigt trois problématiques concrètes liées à cette dimension multi-énergies :

- le conflit d'usage entre hydrogène et méthane pour le stockage ;
- la concurrence avec les réseaux de chaleur et la nécessaire coordination avec les réseaux gaziers pour le choix de l'emprise ;
- la complémentarité système électrique/système gazier.

S'agissant de ce dernier point, l'analyse des différentes configurations de réseau, montre que le système gazier pourra continuer à soulager le système électrique (grâce aux pompes à chaleur (PAC) hybrides) ou compléter le mix électrique à la pointe (grâce aux centrales à gaz), sans que cette complémentarité entre les deux systèmes ne change fortement les ordres de grandeur d'actifs « libérables » sur le réseau gazier. Les études menées dans le cadre des focus locaux, qui ont été croisées avec des données publiées par RTE et l'ADEME, ont permis par ailleurs d'estimer le report de pointe induit par une conversion, plus rapide que la rénovation, de l'usage chauffage gaz vers l'usage chauffage électrique. La conversion, sans action de rénovation concomitante, de l'ensemble des consommateurs disposant d'une solution de chauffage individuelle et de la moitié des consommateurs disposant d'un système de chauffage collectif augmenterait la pointe électrique d'environ 35 GW. Cet appel de puissance supplémentaire est à mettre en regard de la pointe actuelle liée au chauffage électrique (un peu moins de 50 GW en 2019 pour une température moyenne de - 5 °C selon RTE dans les « futurs énergétiques »), ce qui semble difficilement absorbable à court/moyen terme. Ainsi une modification en masse des moyens de chauffage, avant que les gains liés à la rénovation des bâtiments ou que les progrès technologiques sur les PAC permettent d'absorber le surplus de pointe, pourrait avoir un impact important sur le système électrique, alors même que les coûts évités sur les infrastructures gazières (réseaux de distribution notamment) resteront marginaux.



**Message 9 :** Les grands terminaux méthaniers devraient rester nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement et pour la solidarité européenne à moyen voire long terme. Ces terminaux bénéficient aujourd'hui de souscriptions à long terme. Il convient d'éviter de prendre des mesures fragilisant les engagements de souscription actuels qui permettent aux terminaux de s'auto-financer, et d'adapter les conditions de leur régulation pour les rendre plus agiles, dans une compétition internationale.

Dans tous les scénarios étudiés, la France cesse complètement d'importer du gaz fossile à l'horizon 2050 pour ses besoins propres et les terminaux ne sont utilisés à cet horizon que pour le transit avec nos pays voisins. Les modélisations montrent néanmoins que les terminaux restent nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen terme (jusqu'en 2040 au moins). Leur valeur assurantielle ne doit pas être négligée non plus à long terme, pour permettre notamment au système de faire face à certains aléas (succession d'hivers froids, problème sur les intrants baissant le potentiel de production locale, difficultés sur le parc de production électrique nécessitant un recours accru aux centrales à gaz...). Le coût d'utilisation des terminaux méthaniers devrait se maintenir jusqu'en 2040 dans le même ordre de grandeur qu'aujourd'hui (entre 1 et 2 €/MWh). Il s'agit ainsi d'une assurance peu coûteuse.

Les terminaux étant avant tout des outils d'importation, la baisse du recours aux importations questionne néanmoins nécessairement leur modèle économique. Les opérateurs des terminaux considèrent qu'ils bénéficieront de certains relais de croissance. Par ordre de maturité (de la filière et des infrastructures) :

- décarbonation de la mobilité lourde, terrestre et maritime (vente de GNL/GNC au détail en tant que carburant) ;
- capture et stockage du CO<sub>2</sub> (exportation de CO<sub>2</sub> liquide pour l'injecter dans des champs d'hydrocarbures déplétés) ;
- importations d'autres molécules (H<sub>2</sub>, méthanol, éthanol, ammoniac...)



La présente étude analyse l'avenir des infrastructures gazières dans un contexte de neutralité carbone. Elle vise à éclairer les futures décisions de politique énergétique et de régulation. La CRE remercie l'ensemble des acteurs ayant contribué à cette étude, au travers de rencontres ou de simulations. Elle poursuivra ses travaux et continuera à échanger le plus largement possible sur le sujet.



## TABLE DES MATIERES

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ETUDE .....</b>	<b>14</b>
<b>2. PRESENTATION DES TROIS SCENARIOS PROSPECTIFS UTILISES POUR L'ETUDE.....</b>	<b>15</b>
2.1 SYNTHESE .....	15
2.2 BATIMENT .....	18
2.2.1 Secteur résidentiel.....	19
2.2.2 Secteur tertiaire .....	24
2.2.3 Participation à la pointe des bâtiments résidentiels et tertiaire :.....	27
2.3 INDUSTRIES ET AUTRES .....	28
2.4 ENERGIE .....	32
2.5 MOBILITE .....	36
2.6 PRODUCTION .....	38
2.7 TRANSIT ET UTILISATION DES INTERCONNEXIONS.....	41
<b>3. INTEGRER LA PRODUCTION LOCALE DE GAZ AUX INFRASTRUCTURES HISTORIQUES .....</b>	<b>45</b>
3.1 UN DIMENSIONNEMENT DU RESEAU QUI DOIT EVOLUER POUR ACCUEILLIR LA PRODUCTION DE GAZ VERT.....	45
3.2 UNE PRODUCTION QUI NE SE DEVELOPPERA PAS NECESSAIREMENT DANS LES ZONES DE CONSOMMATION ET QUI S'ARTICULERA AUTOUR D'INSTALLATIONS MAJORITAIREMENT RACCORDEES EN DISTRIBUTION....	47
3.3 DES INVESTISSEMENTS POUR ACCUEILLIR LA PRODUCTION LOCALE COMPRIS ENTRE 6 ET 9,7 MD€.....	48
3.3.1 Synthèse des résultats.....	48
3.3.2 Le coût de développement des infrastructures varie principalement selon le raccordement des producteurs.....	50
3.3.3 La nécessité de mailler le réseau de distribution et de permettre la remontée du gaz sur le réseau de transport.....	51
3.3.4 La construction de rebours additionnels permet de remonter le gaz produit de façon décentralisée dans le cas d'excédents locaux et régionaux de production.....	52
3.4 DES ECONOMIES D'ECHELLE REALISEES A PARTIR DE 2040 ET EN FONCTION DU VOLUME INJECTE.....	55
<b>4. IDENTIFIER LES INFRASTRUCTURES ESSENTIELLES A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ .....</b>	<b>58</b>
4.1 RESEAU DE TRANSPORT.....	58
4.1.1 Architecture du réseau actuel.....	58
4.1.2 Méthodologie .....	60
4.1.3 Architecture du réseau principal en 2030 .....	60
4.1.4 Architecture du réseau principal en 2050 .....	61
4.1.5 Synthèse des résultats .....	65
4.2 STOCKAGE .....	66
4.2.1 Le stockage, un outil de sécurité d'approvisionnement permettant un ajustement temporel entre l'offre et la demande .....	66
4.2.2 Un besoin de flexibilité du système gazier amené à évoluer .....	67
4.2.3 Une baisse plus ou moins prononcée du besoin de stockage dans tous les scénarios .....	68
4.2.4 Une compétition d'usage avec le stockage d'hydrogène .....	72
4.3 RESEAUX DE DISTRIBUTION .....	73
4.3.1 Un parc relativement jeune et sans besoin de renouvellement à horizon 2050 .....	73
4.3.2 Une structure de réseau qui sera, dans les décennies à venir, dimensionnée pour la production de gaz vert.....	74

4.3.3 L'étude de plusieurs zones représentatives pour mieux apprécier les impacts locaux d'une baisse de la consommation de gaz.....	74
<b>FOCUS SUR FOUGERES.....</b>	<b>76</b>
<b>FOCUS SUR LE HAVRE : .....</b>	<b>80</b>
<b>FOCUS SUR VOLONNE .....</b>	<b>86</b>
<b>FOCUS SUR GRENOBLE .....</b>	<b>92</b>
4.4 TERMINAUX METHANIERES .....	96
4.4.1 Modèle économique actuel et relais de croissance .....	96
4.4.2 Valeur assurantielle .....	97
4.4.3 Soutenabilité économique .....	97

### 1. Contexte et objectifs de l'étude

Afin de participer à la lutte contre le changement climatique, et pour se conformer aux Accords de Paris, la France a adopté dans la loi Energie-climat un objectif de neutralité carbone en 2050. La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), qui constitue la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique, a été révisée en 2020 pour répondre à cet objectif. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) constitue le deuxième outil pour encadrer à moyen et long terme la politique de la France en matière d'énergie et de climat. Elle doit être actualisée en 2023. Il s'agit d'un rendez-vous important : les choix opérés devront s'appuyer sur des analyses des conséquences, notamment sur les consommateurs et sur les infrastructures, des trajectoires fixées.

Ces objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre requièrent de maîtriser l'évolution de la demande en énergie et du mix énergétique, ce qui appellera des changements sociétaux profonds. Certaines études contribuent déjà à la réflexion sur le futur des systèmes énergétiques à l'horizon 2050 :

- « Transitions 2050 », de l'ADEME, propose 4 scénarios contrastés qui correspondent à des choix de société différents et qui couvrent différents secteurs économiques et sociaux.
- « Futurs énergétiques 2050 », de RTE, propose 6 scénarios d'évolution du système électrique.
- « Perspectives gaz 2022 », des opérateurs de réseaux gaziers, présente 3 scénarios de prévisions de consommation de gaz et de production de gaz vert.

En revanche, il n'existe pas, à ce jour, d'étude qui cherche à modéliser l'avenir des infrastructures gazières. C'est l'objectif poursuivi par cette étude, qui s'intéresse au futur rôle des réseaux de transport et de distribution de gaz, des stockages souterrains et des terminaux méthaniers. Elle identifie, pour trois scénarios répondant aux objectifs de neutralité carbone en 2050, les infrastructures nécessaires au bon fonctionnement du système en 2030 et 2050, et celles qui peuvent être converties ou démantelées.

Cette étude s'inscrit ainsi dans le cadre des travaux préparatoires de cette nouvelle PPE. Elle a été réalisée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sur sollicitation initiale de la DGEC. Elle se fonde sur de nombreuses modélisations et analyses réalisées par les opérateurs d'infrastructures gazières (GRDF, GRTgaz, les ELD, Teréga, Storengy, Elengy, ...) à partir des orientations et paramètres proposés par la CRE.



Les trois scénarios étudiés ont été construits à partir de scénarios existants issus des études mentionnées précédemment. Ils ont été complétés afin de pouvoir modéliser les impacts sur les infrastructures gazières, dont la configuration dépendra non seulement du niveau de la consommation mais également de sa distribution spatiale et temporelle, ainsi que de la répartition territoriale de la production.

La CRE s'est concentrée dans ce rapport sur la molécule méthane. L'hydrogène, qui pourrait prendre une place croissante du mix énergétique français dans les années à venir, présente des interactions avec le système gazier mais celles-ci ne doivent pas être surestimées. Certaines infrastructures (canalisation de transport de gaz et stockages salins) peuvent en effet être converties à l'hydrogène à terme. Ces possibilités ont été prises en compte dans le cadre de cette étude, et la CRE étudiera dans un futur volet de l'étude les conditions de leur éventuelle conversion.

La CRE poursuivra par ailleurs ses travaux afin d'évaluer plus finement les conséquences économiques, pour les opérateurs et pour les consommateurs, des différentes configurations d'infrastructures envisagées. La CRE sera par ailleurs amenée prochainement à faire évoluer le cadre de régulation tarifaire des infrastructures de gaz pour tenir compte des dynamiques étudiées dans le cadre de ce rapport, et en limiter le cas échéant les effets négatifs.



## 2. Présentation des trois scénarios prospectifs utilisés pour l'étude

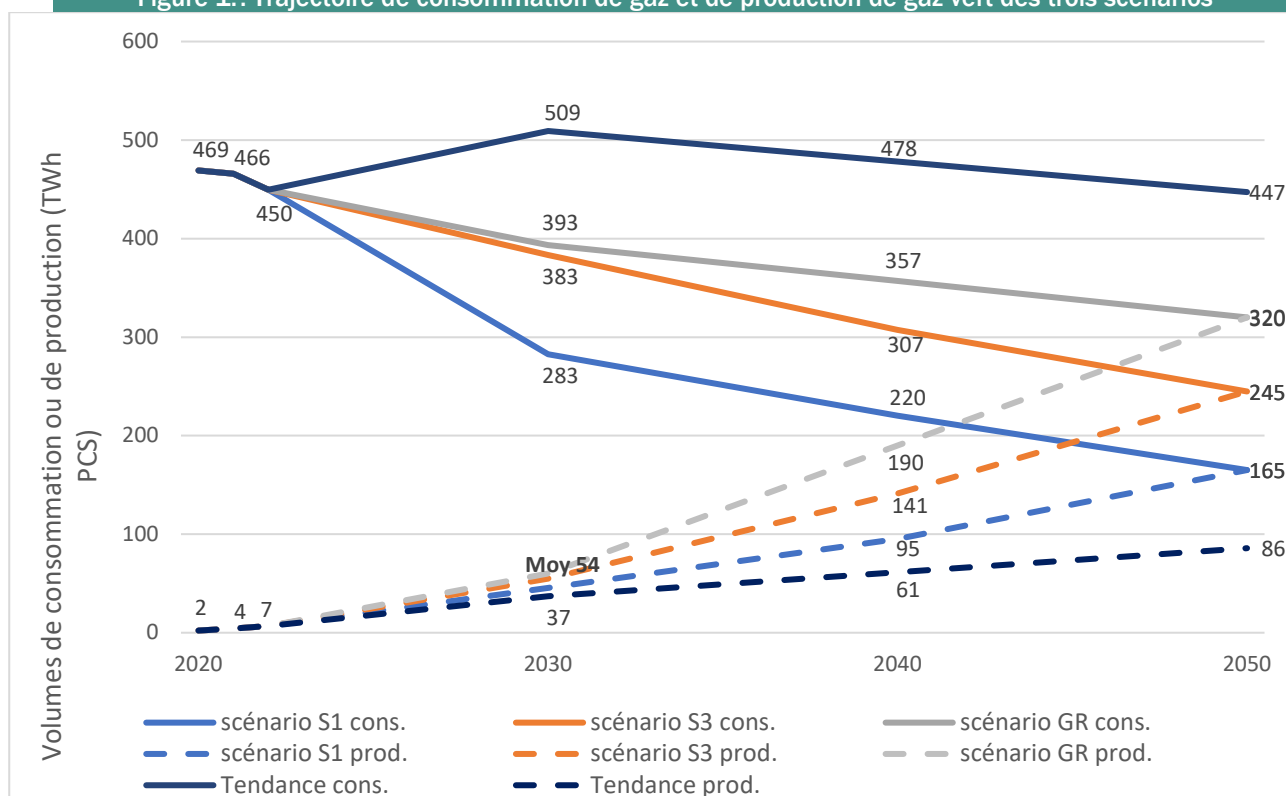
### 2.1 Synthèse

La CRE a décidé de s'appuyer sur des scénarios prospectifs existants car il existe une variété de scénarios récents détaillés apportant une série de visions à 2050 contrastées et argumentées. Par ailleurs, la CRE ne dispose pas des ressources nécessaires pour préparer de tels scénarios dans les délais de cette étude. La CRE a choisi des scénarios contrastés qui correspondent à des trajectoires de consommation de gaz différentes afin d'éclairer leurs conséquences sur le dimensionnement des infrastructures gazières. Pour répondre aux objectifs de la SNBC, la CRE s'est par ailleurs fixé comme contrainte d'étudier des scénarios avec un bilan équilibré à la maille France, c'est-à-dire que la production annuelle de gaz doit égaler la consommation annuelle, ce qui permet d'arrêter la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050 tout en assurant la souveraineté énergétique de la France. La CRE a ainsi choisi :

- le scénario « génération frugale » S1 de l'ADEME qui correspond à une consommation de gaz de 165 TWh<sup>1</sup> en 2050, appelé également scénario bas dans la suite du document.
- le scénario « technologies vertes » S3 de l'ADEME qui correspond à une consommation de gaz de 245 TWh<sup>2</sup> en 2050, appelé également scénario médian dans la suite du document.
- et un scénario élaboré par les gestionnaires de réseaux de gaz (GR), inspiré du scénario haut des *Perspectives Gaz 2022*<sup>3</sup> qui correspond à une consommation de gaz de 320 TWh<sup>4</sup> en 2050, appelé également scénario haut dans la suite du document.

La production de gaz vert<sup>5</sup> des scénarios S1 et S3 a été légèrement corrigée à la hausse pour répondre au critère d'équilibre (voir partie 2.6). Le scénario tendanciel<sup>6</sup> de l'ADEME est également utilisé à des fins de comparaison dans certains graphiques. Ce scénario s'appuie sur les dynamiques de long terme observées dans le passé mais tient aussi compte de certains effets de seuils (par exemple, certaines pratiques non soutenables sur le long terme).

Figure 1. : Trajectoire de consommation de gaz et de production de gaz vert des trois scénarios



<sup>1</sup> La CRE a choisi de présenter les chiffres de consommation et de production de gaz sous la forme usuelle de Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS). Pour convertir les TWh PCS en TWh PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur), il faut diviser par 1,12. Le scénario S1 correspond à 148 TWh PCI.

<sup>2</sup> 219 TWh PCI.

<sup>3</sup> La consommation par secteur de ce scénario est calculée à partir d'une homothétie du scénario haut des Perspectives Gaz (334 TWh en 2050)

<sup>4</sup> 287 TWh PCI.

<sup>5</sup> Ce terme regroupe dans le cadre de cette étude, les gaz biogéniques (méthanisation, gazéification hydrothermale et pyrogazéification bois) et non biogéniques de faibles émissions (pyrogazéification déchets et méthanation).

<sup>6</sup> « Il permet de situer le chemin que nous risquons de suivre si aucune modification, spontanée ou non, des tendances observées ne se produit. » d'après l'ADEME.

Pour modéliser les conséquences de ces dynamiques sur les infrastructures gazières, il est nécessaire de compléter ces scénarios de consommation et de production par des hypothèses permettant de déterminer la saisonnalité et la répartition géographique de la consommation et de la production, la pointe de consommation hivernale<sup>7</sup> ainsi que les flux de transit entre pays européens.

**Modulation de la consommation et de la production au cours de l'année**

Consommation

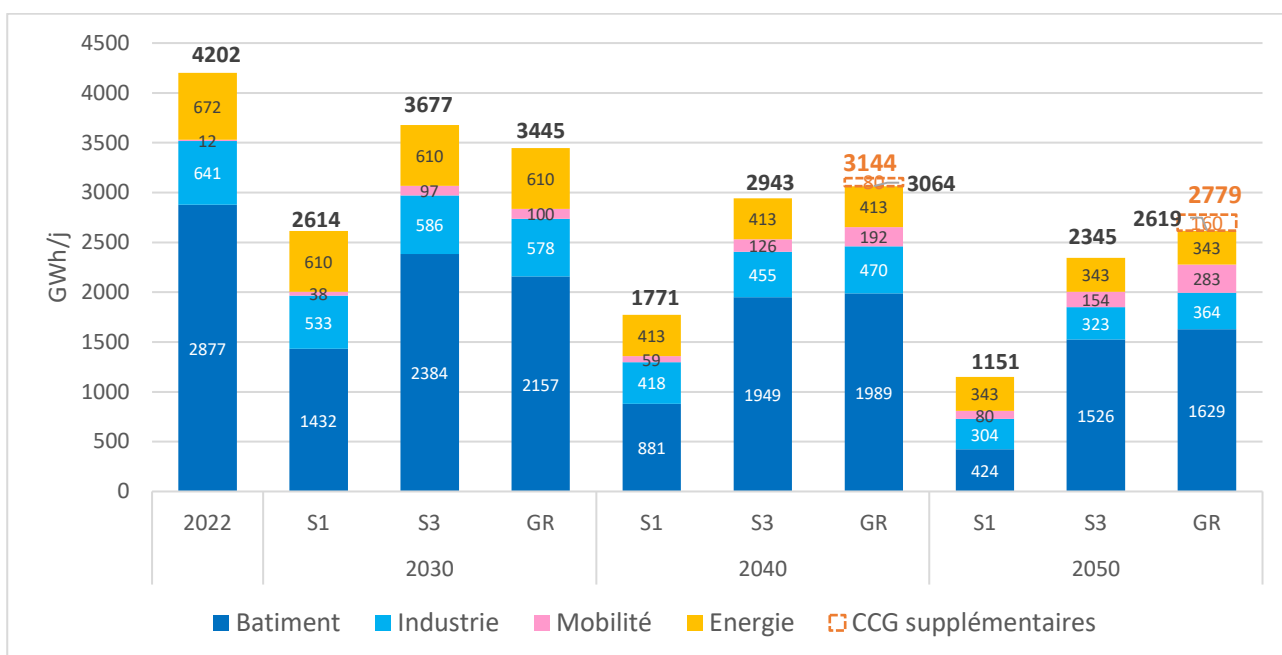
Pour déterminer les effets saisonniers de la consommation de gaz, GRTgaz utilise des rapports entre consommation été et hiver par secteur. Ces répartitions sont calculées pour un hiver moyen. GRDF, d'autre part, associe un profil de consommation (résidentiel thermosensible ou non, usage stable...) en fonction des tarifs observés par commune.

Afin d'estimer la pointe hivernale extrême au niveau national, des hypothèses de modulation climatique sont ajoutées à la répartition saisonnière. GRTgaz a pris les hypothèses suivantes par secteur de consommation :

- la pointe du secteur bâtiment a été calculée en combinant le ratio historique entre pointe et consommation annuelle pour cet usage avec des hypothèses liées à la pointe des PAC hybrides, ces dernières fonctionnant uniquement au gaz lors des périodes de froid.
- la pointe de la branche énergie dépend principalement du parc de production électrique à partir de gaz installé et de son mode de fonctionnement (base ou pointe). Dans tous les scénarios, le parc actuel a été conservé afin de répondre aux besoins de flexibilité du système électrique. Une deuxième configuration a également été testée pour le scénario GR (« CCG supplémentaires ») : des lieux d'implantation ont été déterminés à partir du réseau cible de ce scénario pour accueillir 4 centrales à cycle combiné gaz (CCG)<sup>8</sup> supplémentaires.
- la mobilité étant un usage récent et en fort développement, des hypothèses issues d'une étude interne de GRTgaz ont été prises.
- pour les autres usages, le ratio historique entre pointe et consommation a été conservé.

Teréga réalise actuellement une étude sur l'impact de l'évolution des usages du gaz sur la pointe hivernale. Cette étude s'appuie sur un outil qui permet de modéliser finement le parc de consommation et ainsi de calculer la pointe hivernale par département. Un nouvel éclairage pourra être apporté aux hypothèses prises sur la pointe hivernale lorsque les résultats de l'étude de Teréga seront publiés.

Figure 2. : Pointes hivernales extrêmes des différents scénarios par secteur de consommation



<sup>7</sup> pointe de froid de trois jours successifs, tel qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans (cf. encadré architecture et dimensionnement des infrastructures gazières)

<sup>8</sup> 4 fois 2 tranches soit 160 GWh/j



La pointe hivernale du scénario S1 diminue plus vite que la consommation globale car la consommation du secteur du bâtiment, qui est le plus dimensionnant, diminue plus rapidement comparativement aux autres secteurs. Les scénarios S3 et GR sont plus proches en termes de pointe hivernale que de consommation globale car la proportion de PAC hybrides est plus forte dans le scénario S3 que dans le scénario GR. De plus, le scénario GR présente une part plus importante de consommation dédiée à la mobilité qui est un usage « régulier » et qui est donc moins dimensionnant comparativement à d'autres usages.

Les hypothèses actuelles de modulation de consommation intra-journalière sont conservées pour la majorité des secteurs. La période de modulation intra-journalière des centrales CCG a un impact très important sur la demande totale. Cette période de modulation dépend de l'utilisation qui est faite des centrales CCG (base, semi-base, pointe hivernale). Par exemple, si le parc est utilisé à 100 % pendant toute la pointe hivernale, il n'engendrera pas de besoin de modulation intra-journalière pendant cette période mais pourra en engendrer pendant des périodes plus douces. Pour les scénarios de référence et la configuration « CCG supplémentaires », tous les types de modulations des centrales CCG ont été testées (base, semi-base, pointe hiver).

### Production

#### Procédés de production de gaz vert

Actuellement, il existe 4 procédés de production de gaz vert :

- La **méthanisation** consiste à produire du biogaz, composé de méthane et de dioxyde de carbone, à partir d'effluents d'élevage, de résidus de cultures, de boues de stations d'épuration des eaux usées, de déchets des industries agroalimentaires... Le biogaz peut être transformé en biométhane après épuration, et peut être injecté dans les réseaux de gaz ou conditionné en bioGNV comme carburant pour véhicules (actuellement sous forme de GNC).
- La **pyrogazéification** consiste à produire un gaz de synthèse appelé syngas à partir de biomasse lignocellulosique sèche (bois, bois déchets, pailles...) ou de déchets carbonés non recyclables, notamment des combustibles solides de récupération (CSR). Le gaz produit est composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et, dans une moindre mesure, de méthane et de diazote. Le syngas peut être injecté dans le réseau après conversion en méthane par méthanation.
- Le power-to-gas consiste à convertir de l'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau. L'hydrogène peut être utilisé directement ou peut être converti en méthane par **méthanation**, après ajout de CO<sub>2</sub>.
- La **gazéification hydrothermale** est un procédé thermo-chimique à hautes pression et température permettant la valorisation des intrants de biomasse humide ou liquide.

La production de méthane est jugée stable sur l'année par nécessité technique (le procédé biochimique nécessite une stabilité de l'introduction des intrants) pour la méthanisation et par nécessité économique pour la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale. La stabilité de la méthanation dépend du modèle économique de l'installation et du moyen de production et de transport de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub>. Dans cette étude, la production de la méthanation a été considérée comme stable. GRTgaz a également modélisé une baisse de 10 % de la production lors de la pointe hivernale pour tous les scénarios afin de s'assurer que le système d'infrastructures gazières modélisé permet l'approvisionnement de tous les clients même en cas de fonctionnement dégradé du parc de production.

### Répartition géographique de la consommation et de la production

La répartition régionale de la consommation pour le bâtiment, l'énergie et l'industrie s'appuie sur une concaténation des ambitions et dynamiques régionales évoquées dans les SRADDET (Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires). La répartition par commune et par type de réseau est ensuite déterminée par leurs parts historiques. Les consommations de la mobilité ont été réparties sur la base d'une étude interne de GRDF s'appuyant sur des inducteurs de trafic par segment de mobilité (bus/car, poids lourds et bennes à ordures ménagères). Ces répartitions géographiques ont été complétées par une analyse par « bulles gazières » menée par GRTgaz.

Les volumes nationaux de production de gaz vert sont répartis à la maille cantonale à l'aide d'inducteurs reflétant au mieux la localisation des gisements. Par exemple, la méthanisation et la méthanation adossée à la méthanisation ont été réparties selon les capacités inscrites au registre de capacité et les potentiels identifiés dans l'étude ADEME/SOLAGRO de 2018, alors que les inducteurs utilisés pour la pyrogazéification sont la population, ainsi que les capacités des centres de tri (pour la filière Combustibles Solides de Récupération) et l'activité bois (pour la filière bois).



**Transit international**

La CRE a construit des hypothèses de transit vers les pays historiquement en aval de la France (Espagne et Italie) sur la base des plans nationaux énergie climat de ces deux pays. Compte tenu des incertitudes portant sur les schémas de flux de transit à l'horizon moyen et long terme, renforcées par l'instabilité des flux de gaz en provenance de Russie, les GRT ont réalisé les simulations en utilisant plusieurs schémas de flux (Nord->Sud, Sud->Nord, Ouest->Est) pour chaque scénario. A l'horizon 2030, les capacités d'interconnexion étudiées par les GRT sont dans l'ensemble semblables aux capacités existantes (à l'exception des capacités d'entrée depuis la Belgique et l'Allemagne, inférieures aux capacités actuelles). A l'horizon 2050, les capacités d'entrée depuis la Norvège, la Belgique, l'Allemagne et les terminaux méthaniers sont inférieures aux capacités actuelles. La capacité de sortie vers l'Allemagne est supérieure à la capacité actuelle, tandis que celles vers la Belgique, l'Espagne et l'Italie sont légèrement inférieures à celles d'aujourd'hui.

**Sensibilités étudiées**

Afin de comprendre l'impact de certaines variations d'hypothèses clés, la CRE a par ailleurs demandé aux gestionnaires de réseaux de réaliser des sensibilités en modélisant les variantes suivantes :

Variante	Scénarios concernés	Hypothèses globales												
Production de gaz vert	Scénarios S1, S3, GR	<p>Les volumes de production de gaz vert sont revus à la baisse et correspondent en 2050 à 75 % des volumes des scénarios de référence. Cette variante permet de modéliser un retard de la rupture nécessaire vis-à-vis de la tendance actuelle pour le développement des filières de production. Les écarts de production avec les scénarios de référence sont compensés par des importations de gaz fossile.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Prod gaz TWh/an</th> <th>Scénario S1</th> <th>Scénario S3</th> <th>Scénario GR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030</td> <td>30</td> <td>30</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>2050</td> <td>124</td> <td>184</td> <td>240</td> </tr> </tbody> </table> <p>Cette variante modifie notamment les flux gaziers internationaux.</p>	Prod gaz TWh/an	Scénario S1	Scénario S3	Scénario GR	2030	30	30	30	2050	124	184	240
Prod gaz TWh/an	Scénario S1	Scénario S3	Scénario GR											
2030	30	30	30											
2050	124	184	240											
PAC hybrides	Scénario GR	<p>Il s'agit d'une variante du scénario haut présentant une projection plus importante du développement des PAC hybrides que le scénario de base. Les hypothèses de PAC hybrides du S3 (scénario le plus ambitieux sur le développement des PAC hybrides) sont appliquées à la consommation du résidentiel du scénario GR. Cette variante permet de modéliser un cas extrême de besoin de pointe hivernale.</p>												
Terminal Dun-kerque	Scénarios S1, S3, GR	<p>Dans cette variante, un nouveau terminal méthanier est installé à Dunkerque (capacité de 300 GWh/j) pour pallier la perte d'approvisionnement en gaz russe. Cette variante est associée à une capacité de sortie de 0 GWh/j vers l'Allemagne en 2030 dans le S1 et le S3, et de 100 GWh/j dans le scénario GR.</p>												

**2.2 Bâtiment**

Le secteur du bâtiment regroupe les secteurs résidentiel, composé de logements individuels<sup>9</sup> et collectifs<sup>10</sup>, et tertiaire, composé de multiples sous-secteurs tels que les bureaux, les commerces ou bien les établissements de santé. Compte tenu de la diversité des activités dans ce dernier secteur, celui-ci se mesure en tenant compte de la surface d'occupation (en m<sup>2</sup>) des sous-secteurs.

En 2020, la consommation finale d'énergie du secteur « bâtiment » représente près de 750 TWh, dont près du tiers de consommation de gaz.

<sup>9</sup> D'après l'INSEE, un logement individuel désigne un logement dans une maison individuelle.

<sup>10</sup> D'après l'INSEE, un logement collectif désigne un appartement faisant partie d'un bâtiment dans lequel sont superposés plus de deux logements distincts et dont certains ne disposent pas d'un accès privatif



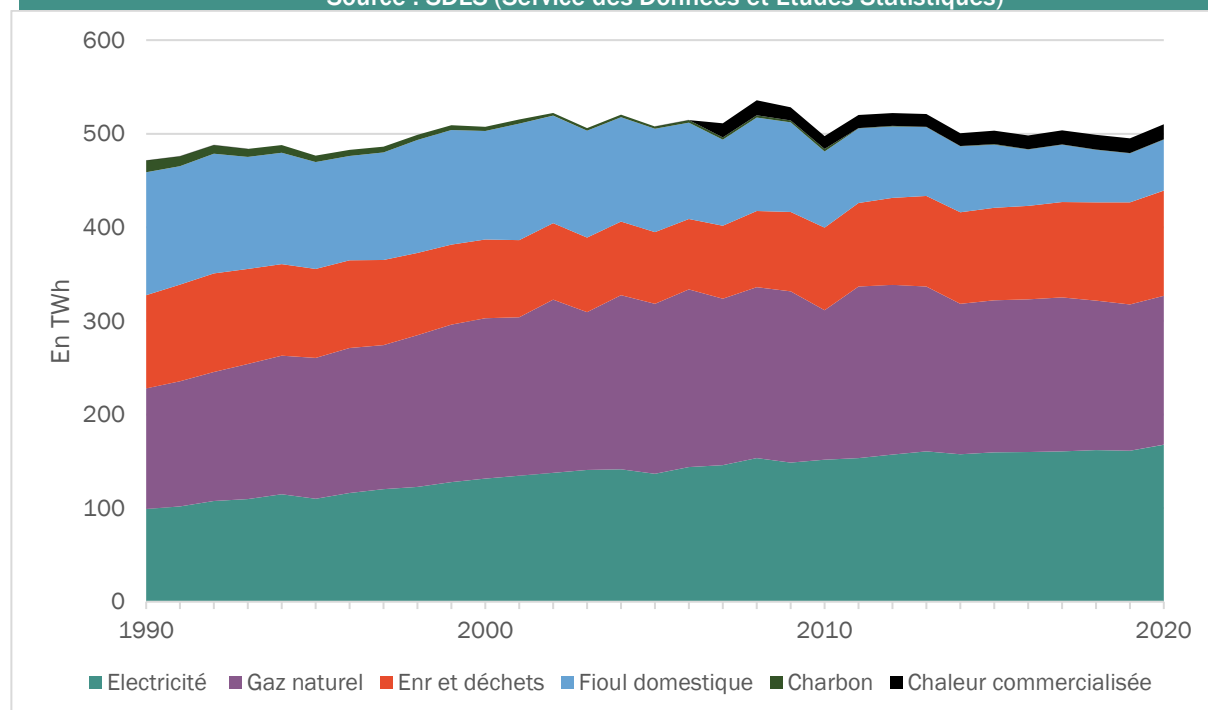
## 2.2.1 Secteur résidentiel

### Usages actuels

Le secteur résidentiel représente plus de 35 millions de logements en France métropolitaine dont 56 % de logements individuels et 44 % de logements collectifs. Avec une consommation de plus de 494 TWh en 2020<sup>11</sup>, ce secteur représente près de 30 % de la consommation finale d'énergie et 62 % de la consommation dans le secteur du bâtiment (la consommation restante étant attribuable au secteur tertiaire).

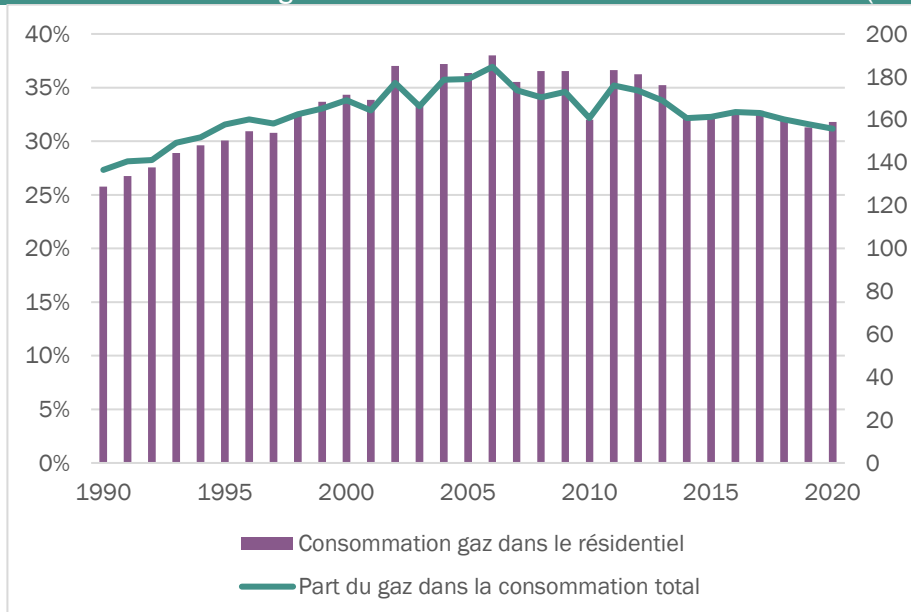
S'agissant de l'usage de gaz naturel, le secteur résidentiel est exclusivement raccordé sur le réseau public de distribution (i.e. sur les territoires de desserte des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel). La part de l'usage gaz dans ce secteur a fortement progressé, passant de 27 % en 1990 à près de 37 % en 2006. La baisse tendancielle observée par la suite s'explique principalement par la diminution unitaire de la consommation (du fait, par exemple du déploiement de chaudières plus performantes et de la rénovation du bâti) et ce, malgré un fort recours au gaz dans les logements neufs collectifs dans les années 2010. En particulier, cette dernière tendance s'est appuyée sur la Réglementation Thermique 2012 (RT 2012), plus favorable au gaz (par rapport à la RT 2005) et entraînant un changement de l'équilibre gaz/électricité dans les logements neufs. Le gaz représentait ainsi en 2020 31 % de la consommation d'énergie du secteur et ce sont plus de 10 millions de logements qui sont raccordés sur le réseau de distribution de gaz.

Figure 3. Répartition des vecteurs énergétiques dans le secteur résidentiel entre 1990 et 2020  
Source : SDES (Service des Données et Etudes Statistiques)



<sup>11</sup> Données France métropolitaine en comptabilisant la consommation de gaz naturel en TWh PCI conformément aux données présentées par le Ministère de la transition énergétique « Datalab – Chiffres clés de l'énergie, édition 2021 » et sur la base des données du SDES. En comptabilisant la consommation de gaz naturel en TWh PCS, la consommation finale du secteur résidentiel serait de 510 TWh

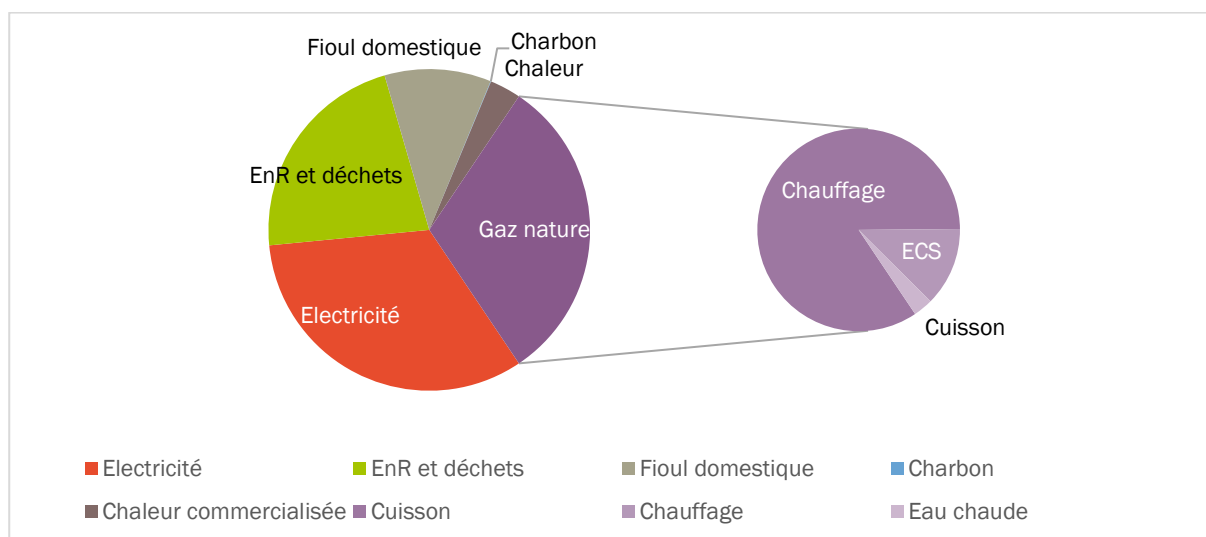
Figure 4. Consommation de gaz dans le secteur résidentiel entre 1990 et 2020 (Source SDES)



Le secteur résidentiel représente aujourd'hui plus de 31 % de la consommation totale de gaz. L'usage majoritaire du gaz dans le résidentiel est l'usage chauffage. Ainsi, en 2020, la consommation de gaz dans le résidentiel représente 159 TWh PCS<sup>12</sup>, et couvre les usages suivants :

- chauffage (84 %) ;
- eau chaude sanitaire (13 %) ;
- cuisson (3 %).

Figure 5. Répartition de la consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel en 2020 (Source SDES, CEREN)



L'usage chauffage est un usage très thermosensible ayant un impact significatif pour le dimensionnement des réseaux de gaz. En effet, ces réseaux sont notamment dimensionnés de sorte qu'ils puissent assurer l'acheminement de l'ensemble des utilisateurs dans un cas de température hivernale extrême (tel qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans). Ainsi, à l'instar des usages résidentiels en l'électricité, les pointes de froid nécessitent un recours accru du réseau de distribution.

<sup>12</sup> Source : SDES.



### Focus sur l'impact de la RE2020 sur l'usage du gaz dans les bâtiments neufs

La réglementation environnementale RE2020 est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022 pour les bâtiments résidentiels après avoir été introduite via la loi évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (ELAN).

Cette nouvelle réglementation succède à la réglementation thermique 2012 qui a notamment renforcé le plafond de consommation énergétique des bâtiments neufs à travers le coefficient de consommation d'énergie primaire  $C_{ep,max}$  ainsi que le seuil d'efficacité énergétique<sup>13</sup>. La RT2012 a par ailleurs introduit une exigence sur le confort en été dans les bâtiments neufs.

Au global, la RE2020 a pour objectifs de poursuivre les exigences en termes :

- de performance énergétique des bâtiments neufs en allant au-delà des seuils fixés dans la RT2012 ;
- d'adaptation des nouvelles constructions aux évolutions climatiques futures, à travers la poursuite de l'objectif du confort d'été par exemple ;
- de diminution de l'impact des bâtiments neufs sur les émissions de gaz à effet de serre et dont le calcul est fondé sur l'analyse de cycle de vie (ACV) du bâtiment.

Sur ce dernier point, la RE2020 introduit un nouvel indicateur  $I_{c,énergie}$  (mesuré en kg eq CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>) qui évalue l'impact sur le changement climatique de la consommation d'énergie sur la durée de vie du bâtiment (fixée à 50 ans). Ainsi le seuil d'émission de  $I_{c,énergie}$  est fixé :

- pour les logements individuels : à 4 kg eq CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022
- Pour les logements collectifs :
  - sur la période 2022-2024 : à 14 kg eq CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> ;
  - à partir de 2025 : à 6,5 kg eq CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>.

Cet indicateur limite fortement l'usage du gaz dans les logements neufs pour l'individuel (dès 2022) et le collectif (à partir de 2025), en excluant d'office l'utilisation des chaudières à gaz dans les bâtiments neufs. Les niveaux de seuil (même dans le collectif) sont en effet trop exigeants compte-tenu des technologies actuelles, même en considérant des chaudières à haute performance énergétique. Toutefois, cet indicateur n'interdit pas son usage. A ce titre, certains acteurs du système gazier promeuvent l'utilisation des pompes à chaleur (PAC) combinant la pompe à chaleur et une chaudière à gaz à très haute performance, appelées communément PAC hybrides, qui pourraient se mettre en conformité avec les seuils de la RE2020. Par ailleurs, certains acteurs gaziers estiment que la pénétration du biométhane dans les réseaux de gaz devrait être prise en compte dans le calcul du seuil d'émission.

**Les travaux menés dans le cadre de la présente étude montrent que les perspectives d'utilisation du gaz dans les logements neufs sont extrêmement limitées voire inexistantes en considérant le cadre actuel, même dans les logements collectifs. A cet égard, des agences telles que l'ADEME considèrent une sortie du gaz dans les logements neufs dans ses scénarios prospectifs (y compris pour les PAC hybrides).**

### Scénarios étudiés

La demande de gaz dans le résidentiel est amenée à décroître assez fortement dans les années à venir. L'ADEME considère notamment que les usages résidentiels sont plus facilement substituables, donc moins prioritaires par rapport aux autres secteurs tels que l'industrie ou le transport, dans un contexte de baisse globale de la consommation de gaz. Elle considère, néanmoins, que même dans le cas d'une très forte baisse de la consommation de gaz, un talon de consommation résidentiel est nécessaire, pour assurer l'usage chauffage et eau chaude sanitaire d'une partie des consommateurs disposant actuellement d'une chaudière individuelle dans des immeubles collectifs. Les solutions de substitution pour cette catégorie de consommateurs sont en effet trop onéreuses (cf. Focus sur les reports de pointe pour le chauffage gaz dans le secteur résidentiel). Les scénarios bas et médian simulent par ailleurs une disparition totale de l'usage cuisson dans le résidentiel à horizon 2050.

La décroissance de la part du gaz dans le résidentiel devrait être accélérée par la réglementation qui est entrée en vigueur début 2022 (RE 2020). Cette dernière est en effet contrairement à la précédente très défavorable au gaz (cf. encadré ci-dessus) : aucune chaudière gaz ne devrait donc être installée dans le neuf, dès aujourd'hui pour les logements individuels et dès 2025 dans le collectif. Il reste néanmoins une incertitude forte sur la pénétration des PAC hybrides dans les futurs logements neufs. Si les PAC hydriques ne changeront pas l'ordre de grandeur de la

<sup>13</sup> Exigence définie par le coefficient « Bbiomax » reflétant les besoins bioclimatiques du bâti et permettant de limiter les besoins en énergie pour la conception du bâti.

consommation globale du secteur résidentiel, elles peuvent néanmoins avoir un impact important sur la consommation à la pointe.

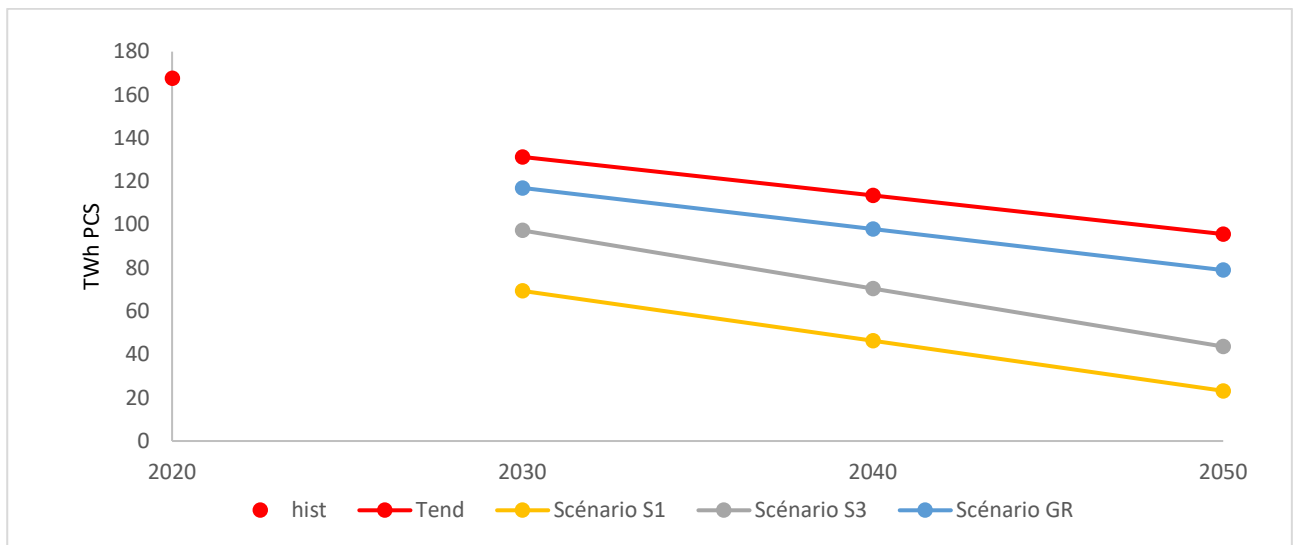
Au-delà de l'effet de cette nouvelle réglementation, l'évolution de la demande de gaz naturel pour le résidentiel, dans les trois scénarios étudiés, dépendra principalement de facteurs d'ordre démographique (évolution de la démographie globale, nombre d'habitants par foyer), de facteurs technologiques (efficacité énergétique des équipements) et de facteurs économiques (rythme de déconstruction/re-construction et de rénovation du bâti, évolution du mode de vie, incluant la sobriété).

Ainsi, s'agissant de l'évolution de la consommation de gaz dans le résidentiel, les principales hypothèses associées aux trois scénarios, sont les suivantes :

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	23 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changement rapide et profond de nos modes de vie et part importante de la sobriété ;</li> <li>• Limitation de la construction neuve et, à la place, réappropriation des logements secondaires et vacants (représentant actuellement près de 18 % des logements en France métropolitaine) ;</li> <li>• Rythme et degré de rénovation important. Forte accélération de la rénovation jusqu'en 2040 ;</li> <li>• La consommation finale de gaz correspond majoritairement à des chaudières individuelles dans les logements collectifs ;</li> <li>• Pas d'utilisation de la PAC hybride.</li> </ul>
Scénario médian (S3 ADEME)	44 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas de modification en profondeur de nos modes de vie ;</li> <li>• Ressources concentrées sur le progrès technologique afin d'améliorer l'efficacité des équipements ;</li> <li>• Rythme de construction/déconstruction important avec industrialisation de logements neufs standardisés ;</li> <li>• Volume de gaz vert suffisant pour permettre de maintenir les chaudières à gaz, même dans les maisons individuelles ;</li> <li>• Utilisation d'environ 5 millions de PAC hybrides.</li> </ul>
Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)	79 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rythme de construction/déconstruction plus faible qu'actuellement ;</li> <li>• Utilisation massive de chaudières gaz à condensation à très haute performance ;</li> <li>• Utilisation d'environ 4 millions de PAC hybrides<sup>14</sup>.</li> </ul>

<sup>14</sup> Bien que le scénario haut utilise moins de PAC hybrides que dans le scénario médian, la part de consommation de gaz de ces dispositifs est plus élevée (25 % dans le scénario haut contre 20 % dans le scénario médian) due à des hypothèses de temps d'utilisation de la chaudière à gaz différentes pour ces deux scénarios.

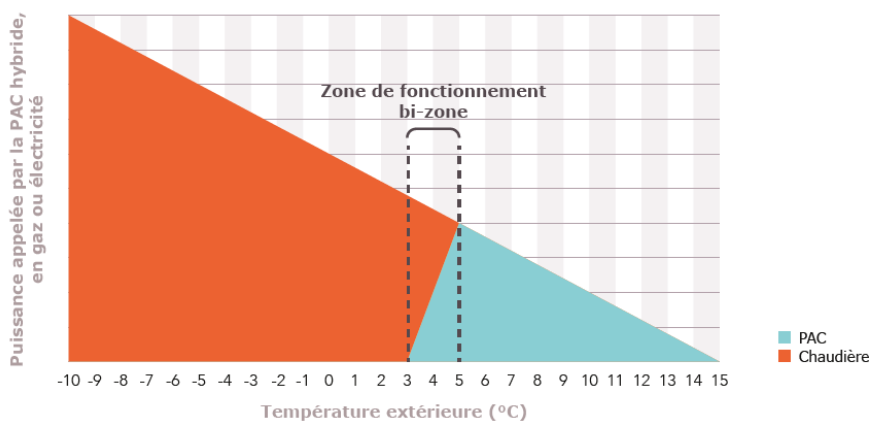
Figure 6. Trajectoire de consommation de gaz du résidentiel pour les trois scénarios<sup>15</sup>



**Focus sur les pompes à chaleur hybrides gaz (PAC hybrides)**

La pompe à chaleur hybride est une installation composée d'une PAC air/eau à faible puissance assurant la base et d'une chaudière à gaz haute performance assurant la pointe. Elle peut assurer les fonctions de chauffage et d'eau chaude sanitaire dans les logements.

Ce type d'installation a vocation à fonctionner uniquement à l'électricité pour l'essentiel du temps (environ 67 %, selon l'étude RTE-ADEME relative au chauffage bâtiment à horizon 2035) et est programmée pour basculer en mode « gaz » sur des périodes spécifiques à travers un dispositif de supervision. Dans ce contexte, RTE et l'ADEME estiment un fonctionnement de la chaudière gaz seule sur 18 % du temps. Il existe une zone « bivalente » gaz-élec sur un intervalle de température (pouvant être compris entre 3 et 5 °C), dont l'utilisation moyenne est estimée à 15 % du temps<sup>16</sup>.



Représentation du fonctionnement d'une PAC hybride en fonction de la température extérieure (source : RTE-ADEME)

Selon RTE<sup>17</sup>, l'utilisation de la PAC hybride dans le mix énergétique peut présenter un intérêt lorsque :

- le mode « électrique » perd de son efficacité (diminution du coefficient de performance – COP) lorsque les températures extérieures sont faibles. Le fonctionnement de la chaudière gaz (dont le rendement ne varie pas en fonction de la température) permet de limiter la puissance électrique sur ces périodes ;

<sup>15</sup> Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux. Ces données peuvent différer des données du SDES car les modèles de correction climatique utilisés par les gestionnaires de réseaux et le SDES sont différents.

<sup>16</sup> RTE, ADEME, 2020, Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?

<sup>17</sup> RTE, 2022, Futurs énergétique 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050

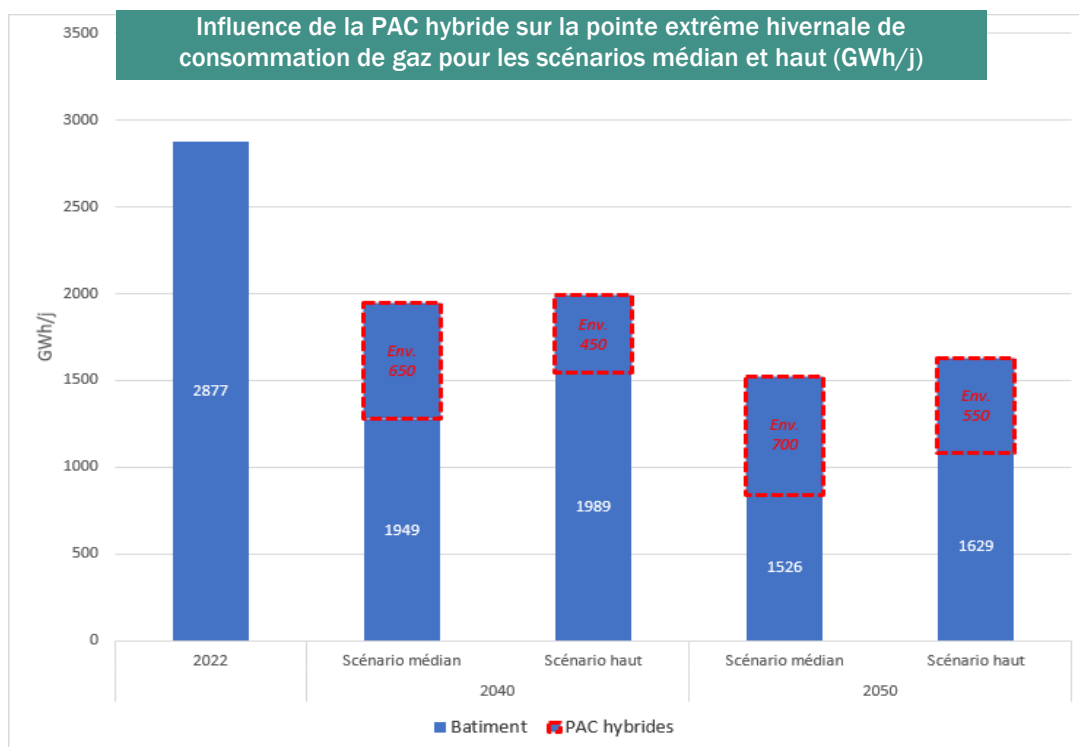


- le système électrique est confronté à une tension sur l'équilibre offre-demande. Dans ce cas, la bascule en mode « gaz » vient soulager le réseau électrique et peut être, vu du réseau, considéré comme un levier permettant de limiter les besoins de flexibilité.

La présente étude prévoit le déploiement de PAC hybrides gaz dans deux scénarios :

- le scénario médian avec le déploiement d'environ 5 millions de PAC hybrides ;
- le scénario haut avec le déploiement d'environ 4 millions de PAC hybrides.

Du point de vue du réseau de gaz, le remplacement d'une chaudière à gaz dans un bâtiment (logement individuel, collectif ou tertiaire) par une PAC hybride n'influence pas la contribution à la pointe si l'on considère que la chaudière associée à la PAC est aussi performante que l'ancienne chaudière à gaz.



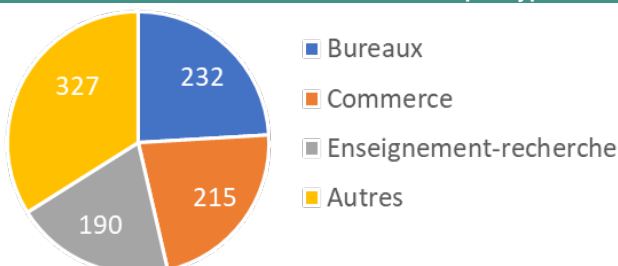
Ce dispositif bénéficie actuellement, au même titre que les PAC « standards », des aides à l'investissement pour des projets de rénovation (CEE, MaPrimRenov'). Néanmoins, en France, la PAC hybride est encore peu répandue (quelques milliers sur le territoire) et il existe des incertitudes sur la pertinence technico-économique de cette technologie (coût de l'installation selon le type de logement ciblé et prise en main de la technologie pour les installateurs, enjeux de dimensionnement des équipements).

### 2.2.2 Secteur tertiaire

#### Usages actuels

Le secteur tertiaire représente en 2020 près de 964 millions de m<sup>2</sup> et se compose d'un grand nombre de sous-secteurs, avec des dynamiques variées : Bureaux, Cafés/hôtels/restaurants, Commerces, Enseignement-recherche, Santé, Habitat communautaire, Sport/loisir/culture...

Figure 7. Répartition des surfaces de locaux tertiaires par type d'usage (millions m<sup>2</sup>)





En 2020, ce secteur représentait 255 TWh<sup>18</sup> d'énergie consommée dont 81,4 TWh de gaz naturel. Raccordés en grande majorité au réseau de distribution, les bâtiments tertiaires représentent environ 960 000 PCE. Leur consommation de gaz couvre les usages suivants :

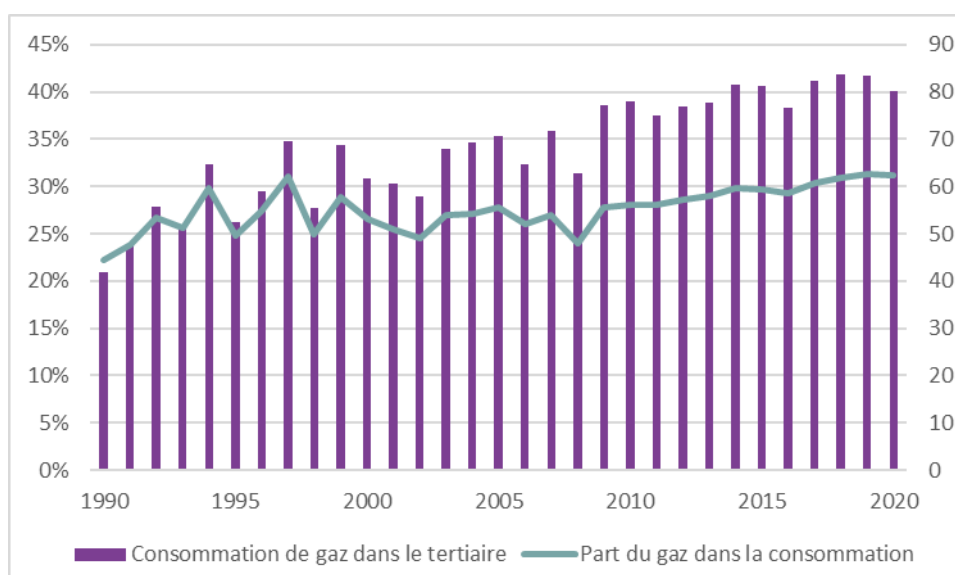
- chauffage (74 %) ;
- eau chaude sanitaire (13 %) ;
- cuisson (6 %) ;
- autres (7 %).

Comme pour le résidentiel, ce type d'usages implique un comportement très thermosensible et une participation importante à la pointe de consommation hivernale.

Dans le secteur tertiaire, la consommation d'énergie a considérablement augmenté sur les dernières décennies, pour se stabiliser à partir des années 2010. Cette consommation est portée par l'augmentation importante de la surface chauffée du secteur tertiaire (+55 % entre 1985 et 2015<sup>19</sup>). En revanche la consommation unitaire au m<sup>2</sup> est en baisse depuis 1980.

Entré en vigueur fin 2019, le décret tertiaire a fixé des objectifs de réduction en valeur absolue (kWh/m<sup>2</sup>/an) de consommation énergétique pour les bâtiments de plus de 1000 m<sup>2</sup> du secteur tertiaire : il est prévu une réduction de 40 % en 2030, 50 % en 2040 et 60 % en 2050 par rapport à une année de référence ne pouvant être antérieure à 2010. Pour chaque bâtiment soumis à l'obligation, la non-atteinte de ces objectifs expose le propriétaire ou le locataire à une amende. La portée du décret tertiaire sur la baisse de consommation unitaire du secteur varie selon les scénarios de l'ADEME.

**Figure 8. Trajectoire historique de consommation de gaz du tertiaire et part du gaz dans la consommation totale d'énergie**



### Scénarios étudiés

Dans les années à venir, la consommation de gaz dans le secteur tertiaire va être principalement impactée par les paramètres suivants :

- l'évolution des surfaces : il existe une forte incertitude sur l'évolution de la surface occupée par le parc de bâtiments tertiaires selon le type d'activité (par exemple, la surface de bureaux pourrait être impactée par le développement du télétravail) ;
- le rythme et l'ampleur des rénovations thermiques du parc de bâtiment ainsi que son renouvellement (part de bâtiments neufs) ;
- l'électrification des usages, en particulier pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) ;

<sup>18</sup> Source : SDES

<sup>19</sup> Source : CEREN

- la sobriété adoptée par les usagers des bâtiments (température de confort et limitation de l'usage de l'ECS).

Dans tous les scénarios, la consommation unitaire de gaz dans le tertiaire est anticipée à la baisse. Comme pour le résidentiel, l'ADEME considère que l'usage chaleur du gaz notamment pour le chauffage et la production d'ECS présente un potentiel important de substitution par des solutions électriques.

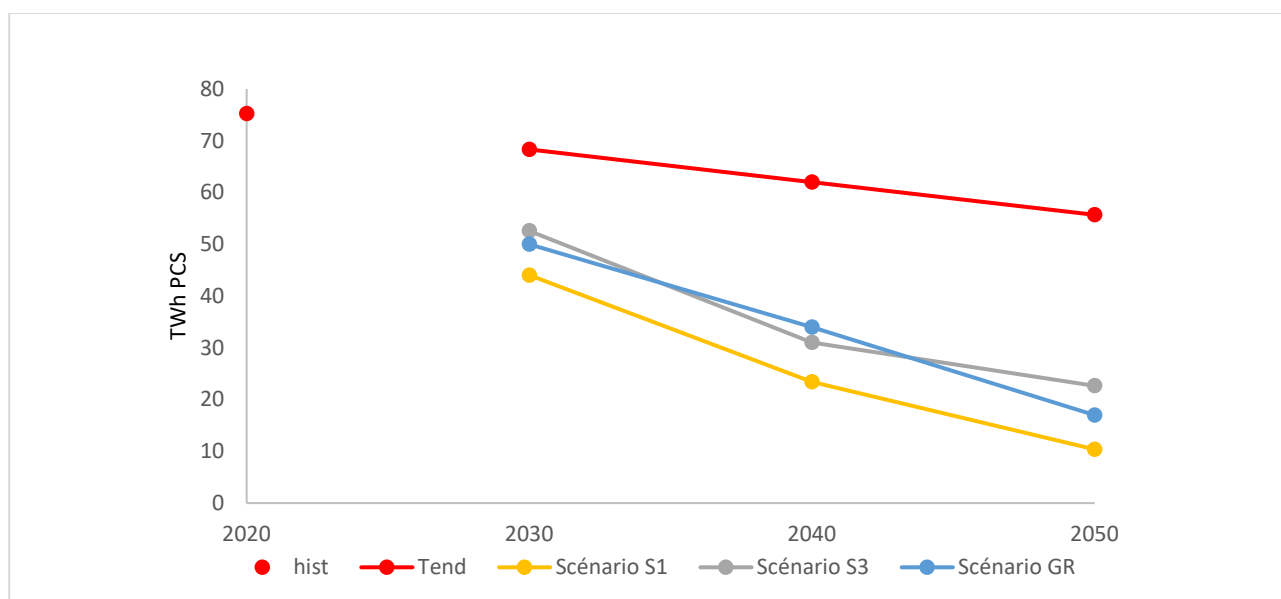
Dans le cas du scénario S1, affichant la baisse de consommation de gaz la plus importante (-87 %), un talon de consommation subsiste dans certains bâtiments, du fait des cogénérations et de l'impossibilité pour certains bâtiments de mener à la fois la rénovation de leur bâti et de substituer leur système de chauffage d'ici 2050. Ainsi, s'agissant de l'évolution de la consommation de gaz dans le tertiaire, les principales hypothèses associées aux trois scénarios sont les suivantes :

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	10,5 TWh (12,6 kWh/m <sup>2</sup> /an)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le parc tertiaire décroît pour atteindre 832 millions de m<sup>2</sup> de surfaces chauffées en 2050 (contre environ 964 millions de m<sup>2</sup> aujourd'hui), dont 16 % sont des bâtiments construits après 2015 ;</li> <li>• La sobriété dans les usages et le réglage de la température de confort permettent une baisse importante de la consommation énergétique ;</li> <li>• Le scénario prévoit une limitation des nouvelles constructions et un rythme de rénovation important (80 % des locaux tertiaires existants en 2015 ont bénéficié d'une rénovation énergétique d'ampleur<sup>20</sup> et atteignent les objectifs du décret tertiaire) ;</li> <li>• Il prévoit également l'électrification massive du chauffage et de l'ECS<sup>21</sup> via l'utilisation de pompes à chaleur.</li> </ul>
Scénario médian (S3 ADEME)	22,7 TWh (22,7 kWh/m <sup>2</sup> /an)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le scénario prévoit une stabilisation de la surface du parc tertiaire autour de 999 millions de m<sup>2</sup> de surfaces chauffées en 2050. Concernant le mix énergétique pour le chauffage et l'ECS, l'usage du fioul est abandonné en 2040 et l'utilisation du gaz de réseau est en forte baisse, remplacé par les réseaux de chaleur et l'électrification ;</li> <li>• Une rénovation massive des bâtiment existants (72 % du parc 2015 a été rénové en 2050) et une déconstruction-reconstruction importante des bâtiments « obsolètes » permet de générer d'important gains d'efficacité énergétique.</li> </ul>
Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)	17 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 9 millions de m<sup>2</sup> de surface neuve additionnelle par an et 3 % de surface rénovées par an jusqu'en 2030 ;</li> <li>• Le scénario prévoit une baisse de la consommation annuelle de gaz similaire à celle dans la résidentiel, de l'ordre de 60 %. Cette baisse est permise par le remplacement des chaudières traditionnelle gaz par des chaudières à très haute performance énergétique ou des pompes à chaleur électriques ou hybrides.</li> </ul>

<sup>20</sup> Réduction de 60 % des consommations d'énergie finale par rapport à 2010.

<sup>21</sup> ECS : eau chaude sanitaire.

Figure 9. Trajectoire de consommation de gaz du tertiaire pour les trois scénarios<sup>22</sup>



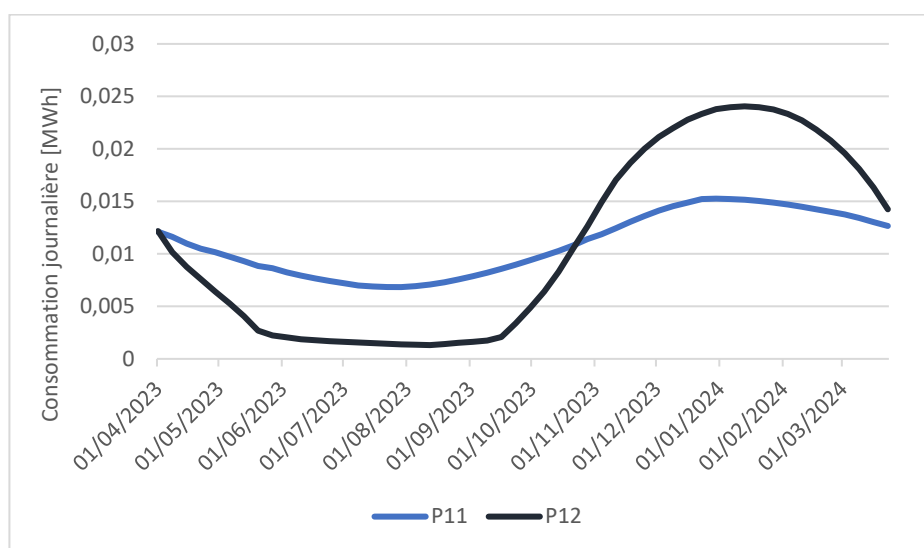
A l’instar du secteur résidentiel, le secteur tertiaire, par son usage « chaleur » prédominant, contribue également à la pointe de façon importante.

### 2.2.3 Participation à la pointe des bâtiments résidentiels et tertiaires :

Dans le cadre de la gestion du système gazier, les opérateurs ont défini un système de profilage composé de neuf profils adaptés aux typologies de consommation des consommateurs. En particulier, deux profils peuvent être attribués aux consommateurs résidentiels et tertiaires, à savoir :

- le profil dit « P11 » pour les consommateurs dont la consommation annuelle de référence (CAR), est inférieure à 4 MWh. Le profil de cette catégorie de consommateurs est statistiquement peu dépendante du climat, car principalement liée à un usage cuisson et/ou à l’eau chaude sanitaire ;
- le profil dit « P12 » pour les consommateurs dont la CAR est supérieure à 4 MWh par an. Le profil de cette catégorie de consommateurs est statistiquement fortement dépendant du climat, en raison, en particulier, de l’usage chauffage.

Figure 10. Consommation journalière des profils P11 et P12 associés au secteur résidentiel et tertiaire – comparaison à iso niveau pour une consommation annuelle de 4 MWh



<sup>22</sup> Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux. Ces données peuvent différer des données du SDES car les modèles de correction climatique utilisés par les gestionnaires de réseaux et le SDES sont différents.

A titre d'illustration, sur le territoire de desserte de GRDF, près de 70 % des consommateurs résidentiels sont associés à un usage P12 :

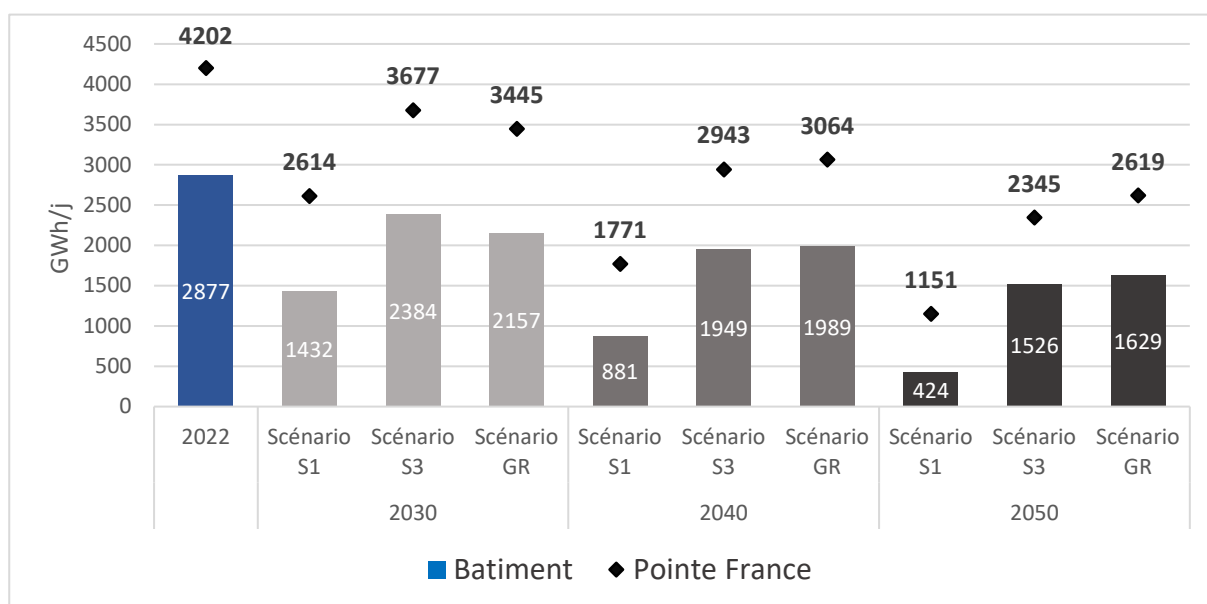
- environ 3 millions d'utilisateurs résidentiels ont un profil P11 ;
- environ 8 millions d'utilisateurs résidentiels ont un profil P12.

Pour le secteur tertiaire, près de 94 % des consommateurs sont associés à un usage P12.

A l'échelle nationale, le secteur du bâtiment est ainsi le secteur contribuant le plus à la pointe de la consommation. En effet, comme évoqué supra, les consommateurs résidentiels et tertiaires raccordés au réseau de distribution de gaz ont un usage très thermosensible. Ainsi, sur une pointe globale en France métropolitaine de 4 202 GWh/j, 70 % de celle-ci est générée par le bâtiment.

Pour l'ensemble des scénarios étudiés, la baisse de la consommation de gaz dans ce secteur vient naturellement diminuer sa contribution à la pointe. Toutefois, selon les scénarios, l'effet de la baisse de la consommation n'affecte pas la pointe de la même manière. En particulier, le scénario médian prévoit une baisse 20 % plus importante de la consommation de gaz dans le bâtiment que le scénario haut et le niveau associé de la pointe demeure comparable sur les projections 2040 et 2050. Ceci s'explique par un plus fort taux d'équipement en PAC hybrides dans le secteur résidentiel : la conversion d'une chaudière gaz en PAC hybride n'influe pas sur la pointe globale de gaz dans la mesure où ce sera la chaudière gaz qui fonctionnera en période de pointe hivernale.

Figure 11. Pointe hivernale extrême de consommation de gaz de bâtiment pour les 3 scénarios



## 2.3 Industries et autres

### Usages actuels

L'industrie désigne l'ensemble des activités économiques qui produisent des biens matériels par la transformation et la mise en œuvre de matières premières. Le périmètre de l'industrie considéré dans cette étude regroupe l'industrie, les usages non énergétiques du gaz, l'agriculture et la pêche tels que désignés par le SDES. En 2020, ce secteur représentait 506 TWh d'énergie consommée, dont 150 TWh PCS de gaz (133,8 TWh pour l'industrie, 13,4 TWh pour les usages non énergétiques<sup>23</sup> et 2,4 TWh pour l'agriculture et la pêche).

Depuis 1990, l'intensité énergétique<sup>24</sup> de l'industrie a chuté de 40 %. Les principaux moteurs de cette baisse ont été le remplacement de l'usage de produits pétroliers par du gaz naturel (hausse d'environ 40 % de la consommation de gaz entre 1990 et le début des années 2000<sup>25</sup>, puis une chute de 15 % environ jusqu'en 2019) et la réduction de l'usage de charbon avec les normes sur la qualité de l'air.

La consommation de gaz est partagée par une multitude de secteurs (cf. figure 12). L'utilisation du gaz est majoritairement énergétique (90 %), notamment pour les processus industriels requérant de fortes températures. Le gaz

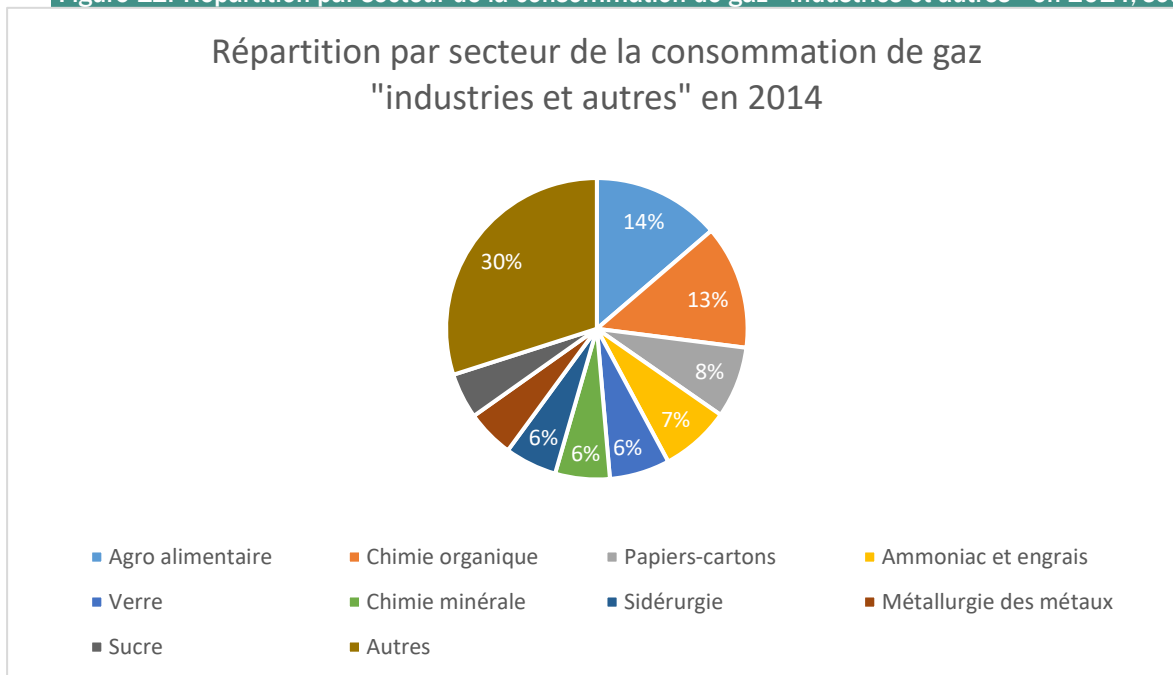
<sup>23</sup> Usage de gaz comme matière première pour la production d'ammoniac et dans le secteur de la chimie minérale et organique.

<sup>24</sup> « L'intensité énergétique se définit comme le rapport entre la consommation énergétique finale et la production industrielle. » d'après le SDES.

<sup>25</sup> D'après les données du SDES.

peut aussi être utilisé en tant que réactif dans des procédés chimiques. Ces utilisations engendrent des consommations très stables dans l'année et se différencient en cela des consommations du bâtiment. Ce comportement très régulier de consommation correspond également au mode de production du gaz vert. La présence d'industries à proximité des sites de production de gaz vert, peut permettre, compte tenu de ce profil plat de consommation de limiter le coût d'intégration des gaz verts, en limitant les renforcements sur le réseau de transport et de distribution.

Figure 12. Répartition par secteur de la consommation de gaz « industries et autres » en 2014, source SDES



Les industriels raccordés au réseau de distribution rassemblent 79 000 points de consommation (dont 24 000 pour l'agriculture) et représentent environ la moitié de la consommation de gaz du secteur (69,5 TWh). Le tissu industriel utilisant du gaz est donc très diffus. Les industriels raccordés au réseau de transport concernent des sites industriels de taille beaucoup plus importante, et constituent 758 points de consommation.

### Scénarios étudiés

Dans le cadre de cette étude, la CRE a rencontré un certain nombre d'industriels ou de fédérations. Certains industriels rencontrés ont mis en place des plans d'action afin de faire évoluer leur mix énergétique et d'augmenter l'efficacité énergétique de leurs process. La plupart de ces projets viennent diminuer la demande en gaz. Par exemple, de nombreux projets visent à remplacer des process hautes températures en gaz par l'utilisation de la biomasse ou de combustible solide de récupération (CSR). Néanmoins, ces industriels souhaitent généralement garder le gaz comme usage secours en conservant leur ancien équipement pour les périodes de maintenance des nouvelles chaudières et d'indisponibilité de la biomasse. Ainsi la baisse de la consommation globale des consommations de gaz de ce secteur ne s'accompagnera pas d'une baisse homothétique du nombre de points de consommation. Par ailleurs, le profil de consommation de ce secteur va peu à peu se déformer, compte-tenu de cet usage assurantiel, par nature non régulier.

Afin de répondre aux objectifs de décarbonation à horizon 2050, l'ADEME identifie 9 leviers de transformation de l'industrie. Ces leviers sont complémentaires et ne sont pas développés de la même façon dans tous les scénarios.

Figure 13. Les 9 leviers identifiés par l'ADEME pour décarboner l'industrie<sup>26</sup>



L'ADEME identifie également un levier relatif à l'agriculture : dans les scénarios S1 et S3, elle prévoit une augmentation de l'autoconsommation de biogaz par les agriculteurs, expliquée par la forte hausse de production de biogaz

<sup>26</sup> Le solde commercial représente la part de la demande qui sera assurée par l'appareil productif national. L'efficacité matière représente les niveaux d'incorporation d'intrants alternatifs, notamment les matières premières de recyclage. Le CCS est une technique de capture et de séquestration du CO<sub>2</sub> alors que le CCU est une technique de capture et d'utilisation du CO<sub>2</sub>.



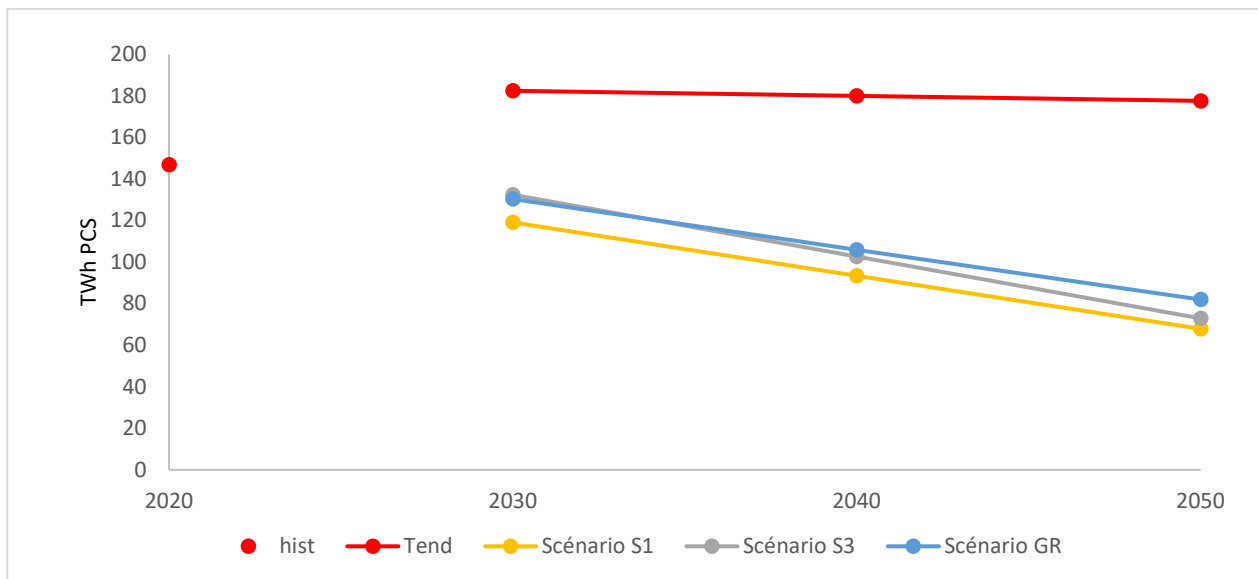
à la ferme et par la substitution du vecteur carburants fossiles par du gaz (pour le machinisme agricole), et notamment par du bioGNV/bioGNL directement produit sur l'exploitation ou à proximité. Ce gaz ne nécessite pas de transiter par les réseaux de gaz.

Ainsi, s'agissant de l'évolution de la consommation de gaz dans l'industrie, les principales hypothèses associées aux trois scénarios, sont les suivantes :

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>fcs</sub> )	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	68 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La consommation de biens se réduit drastiquement avec l'arrêt quasi-total des constructions neuves en 2050, le recul des ventes des véhicules particuliers et l'interdiction des emballages plastiques à usage unique ;</li> <li>• La production de biens baisse en conséquence, malgré une volonté des consommateurs de consommer du « made-in-France ». Cette baisse explique une baisse de 41 % de la consommation en énergie entre 2014 et 2050). Les secteurs les plus impactés sont le ciment (- 81 %), l'acier et le plastique (- 62 %) ;</li> <li>• La biomasse pénètre très fortement dans le mix énergétique. Les industriels investissent dans l'efficacité énergétique, néanmoins, en l'absence d'un soutien fort de l'État pour une relance industrielle, les efforts d'efficacité énergétique n'atteignent pas leurs potentiels maximaux. L'amélioration de l'efficacité énergétique et la conversion vers une autre énergie permettent une baisse de 18 % supplémentaire de la consommation de gaz en 2050.</li> </ul>
Scénario médian (S3 ADEME)	73 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les tendances de consommation de biens et de produits sont en légère baisse. En effet, des réglementations contraignantes sont instituées notamment dans le secteur du plastique et de la construction ;</li> <li>• La production baisse dans ces secteurs, notamment le ciment (- 46 %), le plastique (- 37 %), et l'éthylène<sup>27</sup> (- 39 %). La production d'aluminium contrebalance cet effet baissier car elle augmente avec la généralisation des véhicules électriques et la stagnation du nombre de véhicules. La baisse mesurée de produits explique 10 % de baisse de la consommation en énergie entre 2014 et 2050 ;</li> <li>• La production s'électrifie et l'efficacité énergétique progresse fortement. La baisse des consommations de gaz du secteur s'explique principalement par l'électrification des procédés industriels, soutenue par des aides publiques, et l'amélioration de l'efficacité énergétique qui permettent une baisse supplémentaire de 50 % de la consommation de gaz en 2050.</li> </ul>
Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)	82 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La production augmente dans les secteurs stratégiques à relocaliser, et les filières à fortes valeurs ajoutées ciblées par le plan de relance : automobile (+72 %), chimie (+ 52 %) et agroalimentaire (+ 37 %) ;</li> <li>• L'amélioration de l'efficacité énergétique et l'électrification des usages aboutissent à des baisses totales de consommation de méthane de l'ordre de 13 % en 2030 et de 45 % en 2050 par rapport à 2020.</li> </ul>

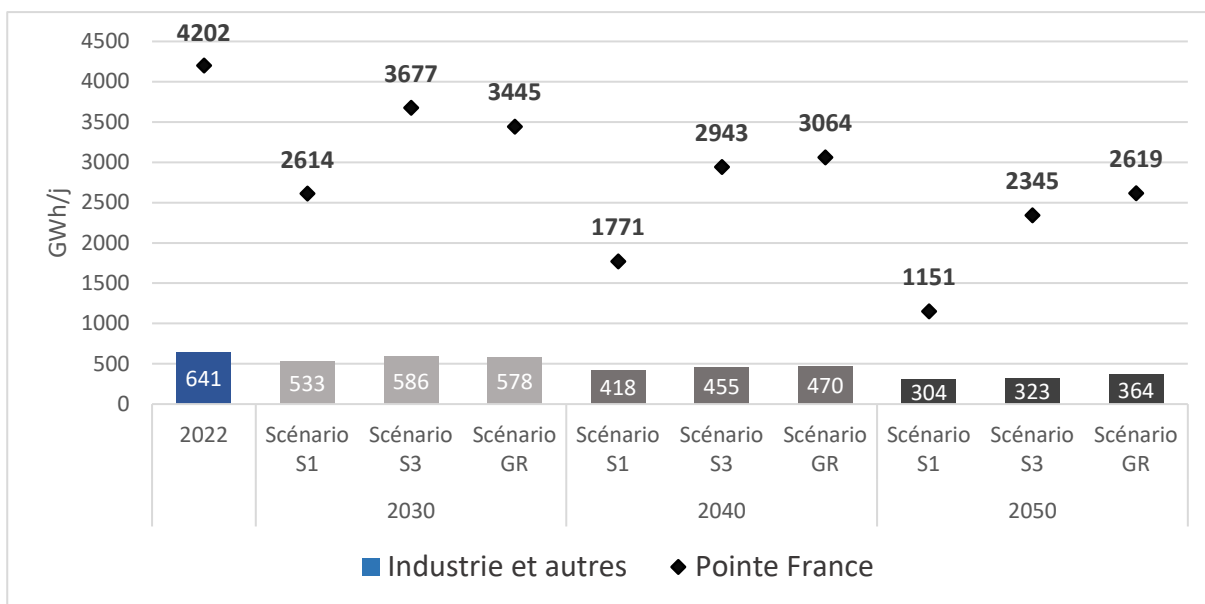
<sup>27</sup> Une filière methanol-to-olefins se développe grâce à une forte poussée de l'hydrogène dans l'industrie (54 TWh).

Figure 14. Trajectoire de consommation de gaz de « industries et autres » pour les 3 scénarios<sup>28</sup>



Comme décrit plus haut, certains consommateurs industriels envisagent de passer à une utilisation du gaz limitée à un secours d’une autre énergie ou à des arbitrages économiques sur un court terme avec une autre énergie (le fioul par exemple). Les réseaux étant dimensionnés principalement en fonction de la pointe, le fait de conserver l’usage du gaz en secours, permet peu ou pas d’économie au niveau local. Néanmoins ces usages permettent un foisonnement à grande échelle qui permet de réduire la pointe nationale. En effet, ces usages ne dépendent pas des périodes de froid et GRTgaz a donc conservé, pour le calcul de la pointe nationale, le rapport historique de l’usage industrie entre la consommation et la pointe.

Figure 15. Pointe hivernale extrême de consommation de gaz de « industries et autres » pour les 3 scénarios



<sup>28</sup> Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux. Ces données peuvent différer des données du SDES car les modèles de correction climatique utilisés par les gestionnaires de réseaux et le SDES sont différents.



### Focus sur les usages assurantiels des infrastructures gazières

Pour certains consommateurs, le gaz ne sera plus l'énergie principale, mais une énergie d'appoint ou de secours d'une autre énergie. Notamment concernant :

- **des consommateurs individuels installant des PAC hybrides** dont la partie gaz est utilisée uniquement lors des périodes de froid ;
- **des chaufferies collectives qui se raccordent à un réseau de chaleur urbain** et qui ont tendance à garder le gaz en énergie d'appoint. L'arrêté du 26 avril 2022 va accélérer cette tendance puisqu'il désigne 550 réseaux de chaleur urbains à classer, concernant plus de 30 communes et plus de 100 000 habitants. Dans ces communes, certains consommateurs seront obligés de se raccorder au RCU si cela est économiquement pertinent ;
- **des consommateurs industriels basculant sur la biomasse en énergie principale** qui envisagent un maintien de l'alimentation en gaz en cas d'indisponibilité de la biomasse (manque de combustible, incident ou maintenance) ;
- **des consommateurs industriels s'équipant d'appareils mixtes**, et naviguant entre une consommation de gaz ou d'une autre énergie (propane, fioul), en fonction d'arbitrages économiques de court ou moyen terme.

Il n'existe pas à date de définition de l'usage d'appoint/secours, mais, à titre d'illustration, GRDF recense environ 3 000 clients sur son périmètre de distribution avec un compteur permettant un débit d'au moins 100 Nm<sup>3</sup>/h (soit environ 25 MWh/j), qui réalisent leur consommation sur 10 jours de l'année seulement. Les gestionnaires d'infrastructures estiment que ce nombre va significativement s'accroître dans le futur.

Le développement de ces usages assurantiels ne permet pas d'économie pour les réseaux au niveau local car la pointe locale reste inchangée et le réseau de distribution doit rester dimensionné pour leur délivrer un besoin de pointe (cf. encadré architecture et dimensionnement des infrastructures gazières).

Néanmoins, les comportements de ces consommateurs (exceptés les consommateurs individuels installant des PAC hybrides) peuvent foisonner au niveau national. En effet, les maintenances et les besoins de secours peuvent s'étaler au cours de l'année. Le développement de ces usages assurantiels peut permettre des économies pour les infrastructures dépendant de la pointe nationale : réseau de grand transport et stockage.

## 2.4 Energie

### Usages actuels

La branche énergie regroupe la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur, la consommation des raffineries ainsi que les pertes.

En 2020, ce secteur représentait 941 TWh<sup>29</sup> d'énergie consommée dont 105 TWh de gaz naturel. Cette consommation couvre les usages suivants :

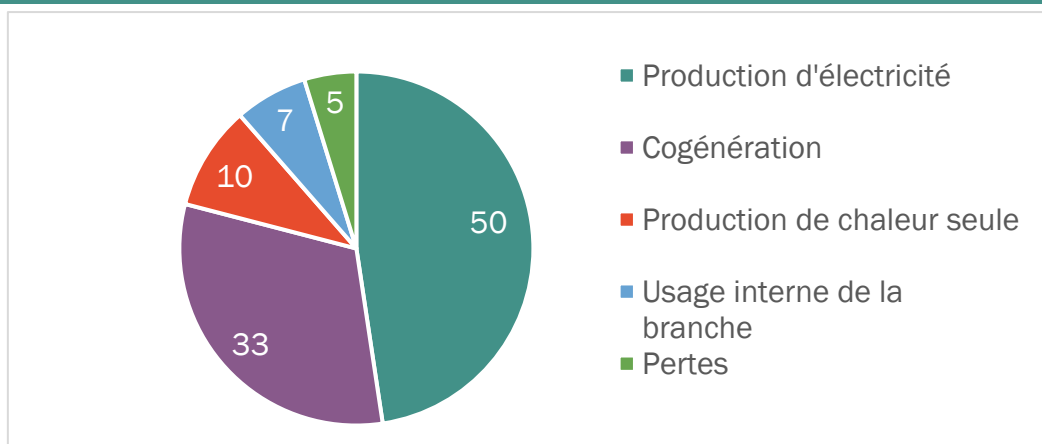
- production d'électricité (48 %) ;
- cogénération (31 %) ;
- réseaux de chaleur (10 %) ;
- usage interne de la branche<sup>30</sup> (7 %) ;
- pertes<sup>31</sup> (5 %).

<sup>29</sup> Source SDES

<sup>30</sup> L'usage interne de la branche provient essentiellement de la consommation de gaz des raffineries et sites pétrochimique pour la production de chaleur, d'électricité et d'hydrogène. Dans le scénario GR, la consommation des raffineries est incluse dans le périmètre industries.

<sup>31</sup> Il s'agit des pertes de gaz sur les réseaux de transport, distribution et stockage liés à des fuites ou du gaz qui ne peut être réinjecté sur le réseau lors de travaux.

Figure 16. Répartition de la consommation de gaz de la branche énergie par type d'usage en 2020, source SDES



La consommation de la branche énergie varie d'une année sur l'autre essentiellement en fonction de la sollicitation des moyens de production d'électricité. La production d'électricité à partir de gaz a d'ailleurs été fortement mobilisée durant la crise, pour pallier la faible disponibilité du nucléaire.

Les moyens de production d'électricité à partir de gaz peuvent être mobilisés rapidement et sont utilisés le plus souvent pour assurer la flexibilité lors de pics de demande. Le besoin de flexibilité varie en fonction de la part des différentes énergies renouvelables.

Pour les réseaux gaziers, ce n'est pas tant le volume de production électrique à partir de gaz que la capacité installée et la localisation des cycles combinés et des turbines à combustion qui sont structurants en matière de dimensionnement.

## Scénarios étudiés

### Production d'électricité

La production d'électricité à partir de gaz fait partie d'un bouquet de flexibilité que le système électrique peut mobiliser notamment à la pointe. A horizon 2050, le besoin de flexibilité du système électrique dépendra beaucoup du mix électrique à cet horizon. Le type de flexibilité utilisé dépendra quant à lui des évolutions technologiques, de paramètres économiques, et du volume d'interconnexions effectivement disponible. RTE dans ses futurs énergétiques 2050 considère que « *le thermique décarboné constitue une solution nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables, mais avec des volumes qui varient significativement selon les scénarios.* » RTE retient dans son étude une hypothèse forte et considère que ce thermique décarboné fonctionnera à l'hydrogène et non au méthane décarboné. Cette hypothèse n'est pas partagée par les acteurs rencontrés dans le cadre de l'élaboration de cette étude. Par ailleurs, compte tenu des incertitudes technologiques autour de cette solution, il convient de rester prudent et d'étudier les infrastructures gazières nécessaires pour fournir demain cette flexibilité aux réseaux électriques. Dès lors, l'ensemble des scénarios retenus intègre un volume de production d'électricité à partir de gaz. La CRE a fait le choix de conserver les volumes prévus initialement dans les scénarios retenus.

Pour le dimensionnement des réseaux de gaz, le volume de production d'électricité est moins dimensionnant que la capacité installée en elle-même. Dans leur simulation de l'impact des scénarios, les gestionnaires de réseaux ont analysé un scénario de maintien des capacités existantes sans modification de leur localisation.

### Autres évolutions de consommation localisée

L'ensemble des scénarios envisagent une baisse de la consommation des raffineries. Cette évolution conduit à une réduction de la consommation localisée. Les baisses de consommation seraient concentrées à proximité de Marseille (plateforme de Fos sur Mer), du Havre (raffineries à Gonfreville l'Orcher et Notre dame de Gravenchon), de Lyon (raffinerie de Feyzin), ainsi qu'à proximité de Saint Nazaire (raffinerie de Donges).

Les 3 scénarios prévoient une part du gaz dans les réseaux de chaleur qui diminue au profit des ENR (biomasse, géothermie, ...). Comme pour les raffineries, cette diminution est localisée sur les antennes alimentant les réseaux de chaleur dont la majorité est située à proximité d'agglomération.

### Evolution de la consommation ayant un impact diffus sur le réseau

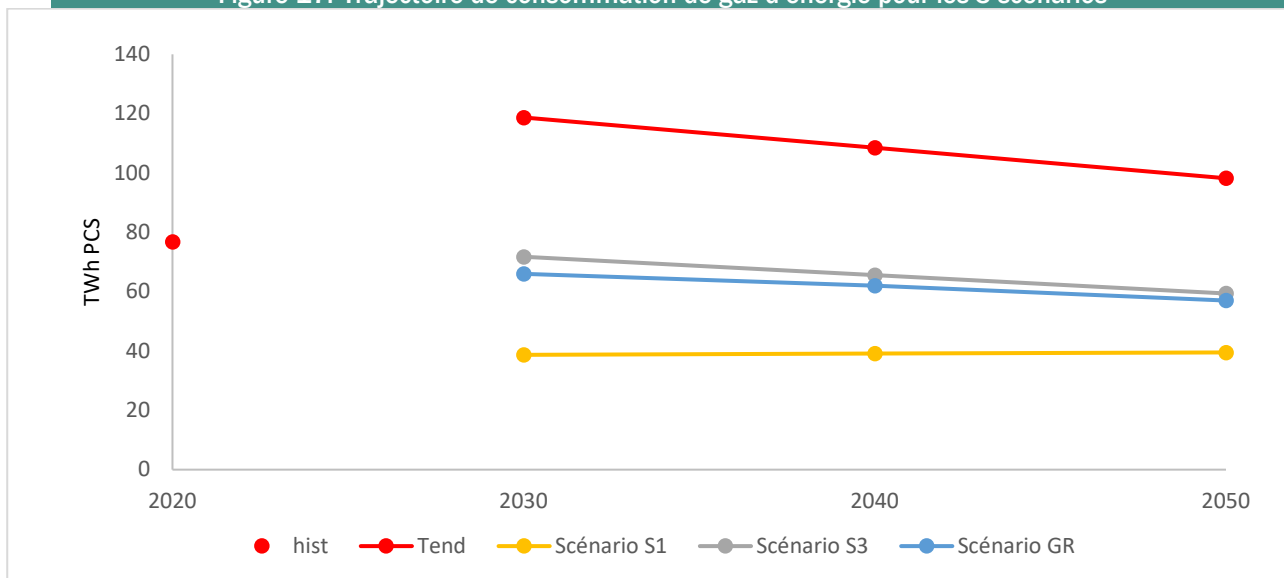
Les cogénérations sont réparties sur l'ensemble du territoire français. La baisse de consommation est considérée comme diffuse sur l'ensemble du territoire.

Il est fait l'hypothèse que la baisse de la consommation conduit une réduction diffuse des pertes sur le réseau.

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	40 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour la production d'électricité, quasi-disparition de la demande (1,3 TWh en 2050) associée à un net recul de la consommation finale d'électricité à 360 TWh en 2050 (soit -60 TWh par rapport à 2015) et territorialisation des productions dans une optique 100 % EnR. Des capacités proches des capacités actuelles restent nécessaires pour assurer la flexibilité du système électrique ;</li> <li>• La part du gaz dans les réseaux de chaleur diminue au profit des ENR (biomasse, géothermie). La consommation est divisée par 3 à l'horizon 2050 ;</li> <li>• La fin des tarifs d'achat de l'électricité des centrales de cogénération amène à la fermeture partielle de ces moyens de production ;</li> <li>• Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffineries. En 2050, une raffinerie continue à consommer du gaz ;</li> <li>• Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux.</li> </ul>
Scénario médian (S3 ADEME)	59 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La consommation pour la production d'électricité est divisée par 3 en 2050 par rapport à 2020 (17 TWh en 2050) sous l'effet combiné d'une hausse de la consommation à 580 TWh en 2050 (+ 160 TWh/2015) et d'un fort développement des ENR. Des capacités équivalentes a minima équivalentes aux capacités actuelles sont nécessaires pour assurer la flexibilité du système électrique ;</li> <li>• La part du gaz dans les réseaux de chaleur diminue au profit des ENR (biomasse, géothermie, ...). Leur consommation de gaz est réduite de 25 % à l'horizon 2050 ;</li> <li>• Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffineries. En 2050, l'ensemble des raffineries sont remplacées ;</li> <li>• La fin des tarifs d'achat de l'électricité des centrales de cogénération amène à la fermeture partielle de ces moyens de production en 2030 ;</li> <li>• Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux.</li> </ul>
Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)	57 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les gestionnaires font l'hypothèse à l'horizon 2030 d'un maintien des capacités existantes de production d'électricité à partir de gaz et d'une utilisation dans le prolongement du comportement observé ces dernières années ;</li> <li>• Les GRT font une hypothèse d'une division par 2 de la consommation de gaz des cogénérations à l'horizon 2030 ;</li> <li>• Les gestionnaires ont intégré la production de chaleur dans les secteurs de consommation et non dans la partie branche énergie ;</li> <li>• Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffineries. En 2050 deux raffineries continuent à consommer du gaz ;</li> <li>• Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux.</li> </ul>

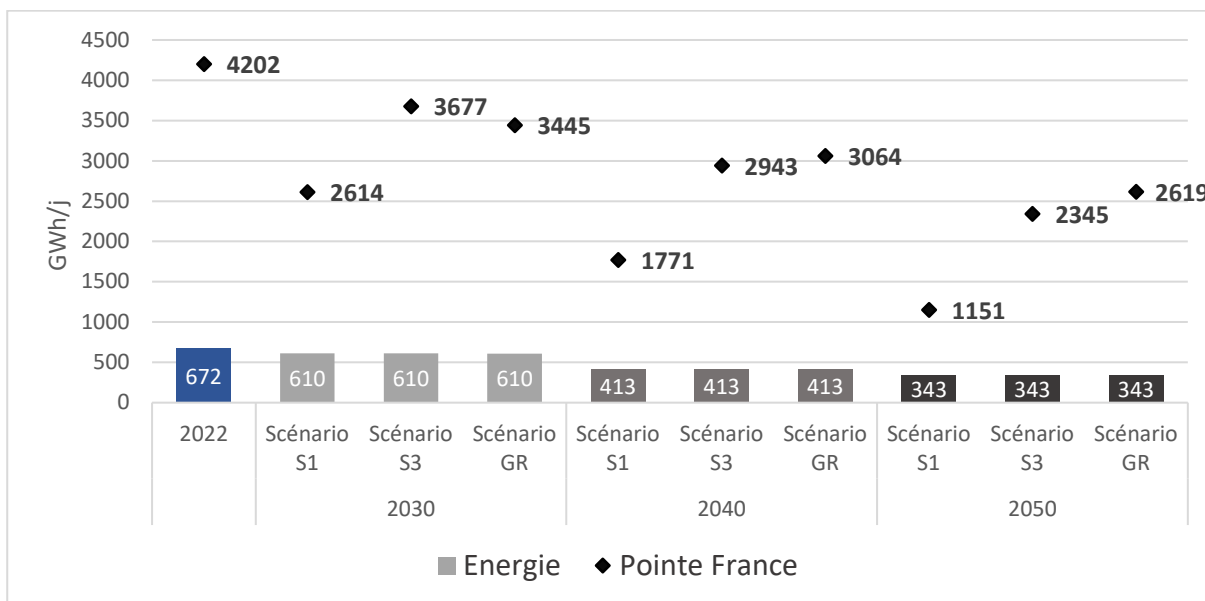


Figure 17. Trajectoire de consommation de gaz d'énergie pour les 3 scénarios<sup>32</sup>



Les gestionnaires ont considéré un maintien des capacités existantes concernant les centrales avec turbines à combustion (TAC) et les centrales CCG sans modification de leur localisation. Le parc de cogénérations diminue progressivement jusqu'à sa fermeture complète en 2050. Toutes les capacités sont utilisées au maximum de leur capacité lors d'une pointe hivernale extrême puisqu'elle correspond également à une pointe de demande du système électrique. Les pointes hivernales calculées sont donc les mêmes pour tous les scénarios.

Figure 18. Pointe hivernale extrême de consommation de gaz d'énergie pour les 3 scénarios



La période de modulation du parc installé a un impact très important sur les besoins intra-journaliers. Cette période de modulation dépend de l'utilisation qui est faite des centrales CCG (base, semi-base, pointe hivernale). Par exemple, un fonctionnement en base ne sollicite pas de besoin intrajournalier, alors que d'autres fonctionnements peuvent engendrer des variations journalières lors des périodes où le parc ne fonctionne que pour répondre aux modulations du système électrique. Pour les trois scénarios de référence et la configuration « CCG supplémentaires », tous les types de modulations des centrales CCG ont été testés (base, semi-base, pointe hiver).

<sup>32</sup> Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux. Ces données peuvent différer des données du SDES car les modèles de correction climatique utilisés par les gestionnaires de réseaux et le SDES sont différents.



## 2.5 Mobilité

### Usages actuels

Le Gaz Naturel pour Véhicules (GNV) existe sous deux formes :

- le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) stocké à une température de  $-160^{\circ}\text{C}$  qui nécessite des installations cryogéniques : ce type de carburant a plutôt vocation à se développer dans le transport maritime/fluvial et pour les poids lourds effectuant des distances supérieures à 1000 km<sup>33</sup>.
- le Gaz Naturel Comprimé (GNC) stocké à une pression de 200 bars : ce type de carburant a plutôt vocation à se développer pour les transports en commun (bus et autocars), le transport ferroviaire et les autres poids lourds.

Aujourd'hui, même si certaines stations proposent les deux carburants, seul le GNC transite par le réseau, le GNL étant amené par poids-lourds aux stations. En 2050, la totalité du GNL étant du bioGNL, le gaz vert injecté pourra être liquéfié en sortie de réseau pour alimenter les stations.

Une station d'avitaillement GNV peut être publique ou privée (réservée à l'usage propre d'une entreprise ou d'une collectivité). Les stations à remplissage rapide, utilisées sur toutes les stations publiques, assurent le plein d'un camion, d'un bus ou d'un autocar au gaz en moins de 10 minutes. Les stations à charge lente, quant à elles, privilégiées sur les flottes captives, représentent un investissement moindre, et demandent entre 5 et 10 heures pour un ravitaillement complet.

En 2020, le GNV représente encore une part marginale de la consommation d'énergie de la mobilité (0,9 TWh de GNL et 1,6 TWh de GNC sur 496 TWh au total). A l'heure actuelle, la consommation de carburants gazeux pour les usages liés à la mobilité est très limitée, et concentrée sur les poids lourds et quelques flottes de véhicules utilitaires légers (VUL). Cette nouvelle filière connaît un développement récent, et compte aujourd'hui 288 points de recharge ouverts au public sur le réseau national<sup>34</sup>.

### Scénarios étudiés

Lors des entretiens menés dans le cadre de cette étude, les acteurs interrogés semblaient tous partager le constat que le gaz naturel se développera peu dans la mobilité légère, où le modèle électrique est désormais bien implanté. L'accord provisoire conclu le 27 octobre 2022 entre le Parlement européen et le Conseil garantit que, « d'ici à 2035, toutes les voitures et camionnettes neuves immatriculées en Europe seront des véhicules à émissions nulles<sup>35</sup> ». Cet accord laisse peu de place au développement d'une mobilité légère au gaz.

La consommation de gaz devrait donc se développer essentiellement pour les transports en commun et le transport de marchandises : autobus, cars, poids lourds, transport ferroviaire, fluvial et maritime. La demande de GNV/bio GNV pour la mobilité dépendra de l'évolution globale du besoin de transport et de sa répartition entre type de transport (poids lourds, ferroviaire, maritime...), du taux de pénétration de la technologie GNV, de l'optimisation réalisée sur le remplissage (pour les camions notamment) et de l'efficacité énergétique des véhicules. A ce stade, il existe encore beaucoup d'incertitudes sur la pénétration du GNV pour la mobilité lourde. Certains acteurs considèrent que cette technologie est une solution pertinente sur le long terme pour décarboner la mobilité lourde, quand d'autres acteurs considèrent que le GNV doit être limité à un strict rôle de transition. Au-delà des divergences exprimées sur la pertinence du vecteur gaz à horizon 2050, les acteurs se rejoignent sur le fait que les choix technologiques engagés d'ici 2030 se répercuteront probablement jusqu'en 2050, car les investissements dans les infrastructures de recharge et le renouvellement des parcs devront être amortis avant d'envisager une transition depuis le gaz vers l'hydrogène ou l'électricité d'ici 2050.

Hypothèses structurantes	Estimations recueillies en entretien
Durée d'exploitation actuelle d'un véhicule	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 ans pour poids lourds</li> <li>• 7 ans pour bus et cars</li> </ul>
Durée d'exploitation future d'un véhicule	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 ans pour poids lourds</li> <li>• 15 à 20 ans pour bus et cars</li> </ul>
Durée de vie d'une installation d'avitaillement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 ans</li> </ul>
Coût moyen d'une station d'avitaillement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,5 M€ pour stations publiques</li> <li>• 150 k€ pour stations privées</li> </ul>

<sup>33</sup> Pour l'autonomie d'un plein.

<sup>34</sup> Le décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de 140 à 360 stations ouvertes au public pour 2023.

<sup>35</sup> Accord de l'UE visant à mettre fin à la vente de voitures neuves émettrices de CO<sub>2</sub> d'ici à 2035 (europa.eu)

Ainsi, s'agissant de l'évolution de la consommation de gaz dans la mobilité, les principales hypothèses associées aux trois scénarios sont les suivantes :

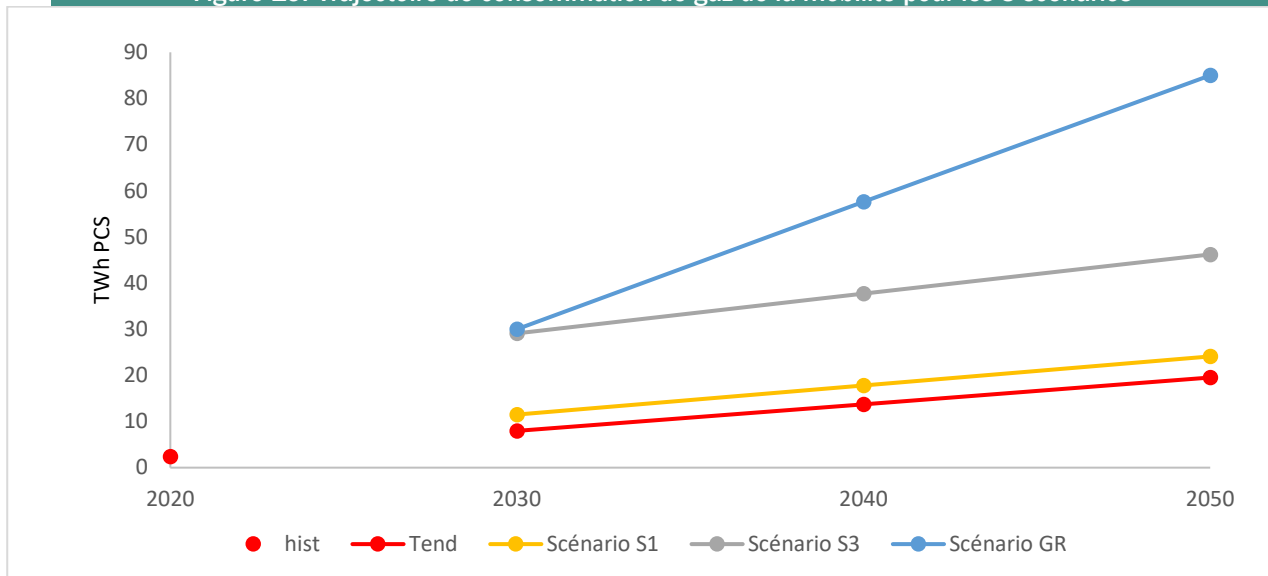
Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	24,2 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les citoyens privilégient de plus en plus les transports en commun soutenus également par les pouvoirs publics (hausse de 24 % entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars) ;</li> <li>La baisse de la demande de produits et la relocalisation de certaines activités entraînent une baisse radicale du trafic de marchandises en 2050 (45 % pour le trafic intérieur et 33 % pour le transport maritime international) ;</li> <li>L'utilisation des poids lourds diminue au profit des autres moyens de transport de marchandises<sup>36</sup> et l'efficacité énergétique des poids lourds s'améliore (+ 26 % en 2050) ;</li> <li>Le taux de pénétration du gaz dans le transport de marchandises est modéré (21 % en 2050).</li> </ul>
Scénario médian (S3 ADEME)	46,2 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les transports en commun se développent sous l'impulsion des pouvoirs publics. Le maintien de certaines petites lignes de trains limite le recours aux autocars (hausse de 23 % entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars) ;</li> <li>La demande de produits et leurs provenances changent peu et le trafic de marchandises reste donc stable ;</li> <li>L'utilisation des poids lourds diminue au profit des autres moyens de transport de marchandises (80 % à 73 %). Les flux sont regroupés grâce aux outils numérique, améliorant ainsi le taux de remplissage des camions, et des progrès techniques sont réalisés sur les moteurs thermiques, améliorant l'efficacité énergétique des poids lourds ;</li> <li>Le taux de pénétration du gaz dans le transport de marchandises est élevé (37 % en 2050).</li> </ul>
Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)	85 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les transports en commun se développent plus fortement que dans les autres scénarios (hausse de 52 % entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars) ;</li> <li>La consommation d'énergie des poids lourds reste stable car l'augmentation de leur utilisation (+ 12 % entre 2020 et 2050) est contrebalancée par le développement de l'efficacité énergétique ;</li> <li>Le taux de pénétration du gaz dans le transport est très élevé (58 % pour les poids lourds, 72 % pour les bus et les cars et 20 % pour le transport maritime en 2050).</li> </ul>

La répartition de la consommation de gaz en 2050 par type de transport est décrite ci-dessous :

TWh PCS	Transport de voyageurs	VUL	Poids Lourds	Transport ferroviaire	Transport fluvial et maritime	Total
S1	8,0	2,7	11,5	0,1	1,9	24,2
S3	6,4	15,3	19,1	0,0	5,5	46,2
GR	11,5	0	52,5	1	20,1	85,1

<sup>36</sup> 80 % en 2020 à 61 % en 2050.

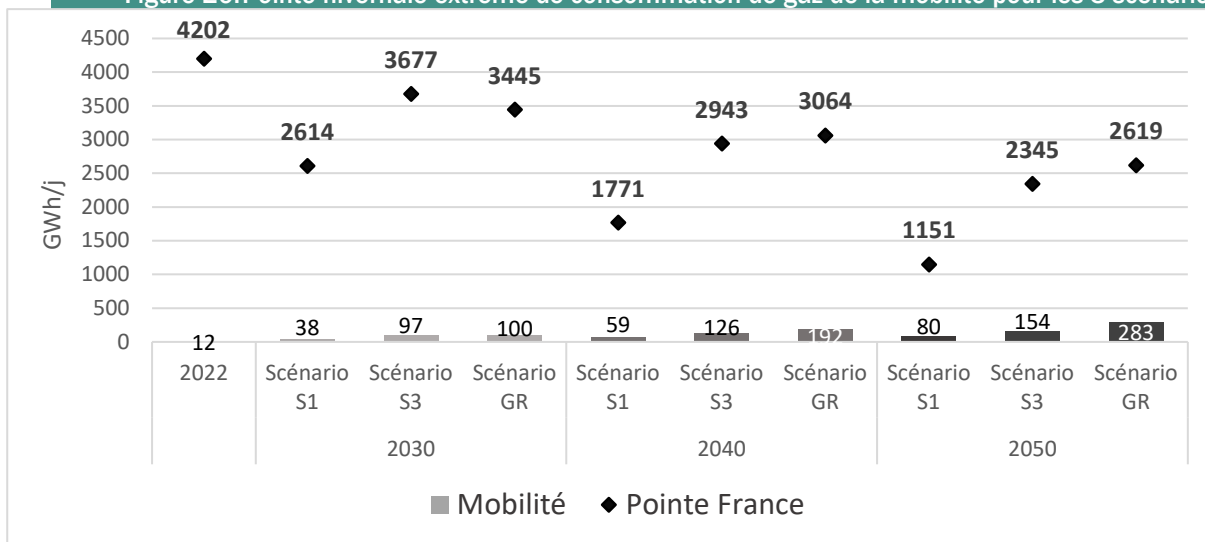
Figure 19. Trajectoire de consommation de gaz de la mobilité pour les 3 scénarios<sup>37</sup>



Actuellement, la participation à la pointe des stations d’avitaillement est très faible puisqu’elle correspond à environ ¼ de la consommation d’une journée moyenne. Selon une étude interne des gestionnaires de réseau, la participation à la pointe devrait se stabiliser à long terme à 1,2 fois la consommation d’une journée moyenne. Ce ratio très faible rend compte de la stabilité du profil de consommation des stations GNV et de leur caractère non-saisonnier.

Dans le cadre de cette étude, seule la consommation globale des stations GNV a été considérée afin de simuler le cœur de réseau nécessaire pour assurer l’alimentation de ces stations. S’agissant d’un nouvel usage, le développement de la mobilité GNV nécessitera également des investissements de raccordement. Ces investissements n’ont pas été évalués car ils sont dépendants du nombre de stations GNV et surtout de leur localisation par rapport au réseau. Actuellement, les stations GNV sont en grande majorité raccordées sur le réseau de distribution. Une hypothèse de répartition de 90 % de raccordement en distribution a été prise à long terme afin de déterminer la capacité d’accueil de la production de gaz vert (consommation minimale de la poche) et in fine le besoin d’investissements de renforcement du réseau.

Figure 20. Pointe hivernale extrême de consommation de gaz de la mobilité pour les 3 scénarios



## 2.6 Production

Les trois scénarios étudiés doivent permettre de répondre à l’objectif d’avoir un bilan gazier neutre en carbone à l’horizon 2050. Pour cela, la CRE a fait le choix pour l’ensemble des scénarios, de retenir un volume de production de gaz vert<sup>38</sup> équivalent aux niveaux de consommation en 2050. Ce choix est un choix fort, qui n’est pas celui retenu par l’ADEME par exemple, qui prend en compte un talon d’importation dans l’ensemble de ses scénarios (12 % dans le scénario S1 et 7 % dans le scénario S3), en accompagnant parfois ces importations d’une

<sup>37</sup> Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux. Ces données peuvent différer des données du SDES car les modèles de correction climatique utilisés par les gestionnaires de réseaux et le SDES sont différents.

<sup>38</sup> Ce terme regroupe dans le cadre de cette étude, les gaz biogéniques (méthanisation, gazéification hydrothermale et pyrogazéification bois) et non biogéniques de faibles émissions (pyrogazéification déchets et méthanation).



séquestration technologique du carbone. Pour les besoins de l'étude, les scénarios de l'ADEME ont donc été retraités sur leur volet production. Une analyse de sensibilité a néanmoins été réalisée sur l'ensemble des scénarios, en considérant qu'à l'horizon 2050 seule 75 % de la consommation française pourrait être couverte par de la production de gaz vert en France.

Alors qu'actuellement, seules des installations utilisant la technologie de méthanisation injectent sur les réseaux, quatre filières de production de gaz vert existent et ont été considérées dans les scénarios à horizon 2050 :

- La **méthanisation** consiste à produire du biogaz, composé de méthane et de dioxyde de carbone, par digestion anaérobie de matières organiques fermentescibles : effluents d'élevage, résidus de cultures, boues de stations d'épuration des eaux usées, déchets des industries agroalimentaires... Le biogaz peut être utilisé directement ou transformé en biométhane après épuration, et peut être injecté dans les réseaux de gaz ou conditionné en bioGNV comme carburant pour véhicules (actuellement sous forme de GNC).
- La **pyrogazéification** consiste à produire un gaz de synthèse appelé syngas par traitement thermochimique de matières organiques non fermentescibles (biomasse lignocellulosique sèche, comme le bois, bois déchets, pailles...) ou de déchets carbonés non recyclables, notamment des combustibles solides de récupération (CSR). Le gaz produit est composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et, dans une moindre mesure, de méthane et de diazote. Comme le biogaz, le syngas peut être utilisé directement ou être injecté dans le réseau après conversion en méthane par méthanation.
- Le power-to-gas consiste à convertir de l'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau. L'hydrogène peut être utilisé directement ou peut être converti en méthane par **méthanation**, après ajout de CO<sub>2</sub>.
- La **gazéification hydrothermale** est un procédé thermochimique à hautes pression et température permettant la valorisation des intrants de biomasse humide ou liquide.

La méthanisation est la technologie la plus avancée et connaissant le plus fort développement, avec 539<sup>39</sup> sites injectant actuellement dans les réseaux de gaz. La pyrogazéification et la méthanation arrivent à maturité (respectivement TRL 8 et 9). La gazéification hydrothermale est considérée comme trop peu mature par l'ADEME (TRL 6) pour être intégrée aux scénarios, tandis que les gestionnaires de réseaux l'intègrent à leur scénario (comptabilisée avec la pyrogazéification).

La production issue de la méthanisation est maintenue la plus constante possible au cours de l'année (la variation de cette production n'excède pas 10 %) car le procédé biochimique nécessite une stabilité de l'introduction des intrants. La pyrogazéification et la gazéification hydrothermale sont des procédés pilotables mais l'optimisation de leurs investissements est atteinte en conservant une production stable sur l'année. Le profil de production du power-to-gas dépend de l'installation de production d'hydrogène sur laquelle il est adossé. Les inducteurs géographiques et la répartition entre les raccordements transport/distribution dépendent du type de production (voir partie 3.2), par exemple les installations de pyrogazéification adossées aux grands centres de tris dépendent de la population, des capacités de tri et se raccordent majoritairement en transport.

Ainsi, s'agissant de l'évolution de la production de gaz vert, les principales hypothèses associées aux trois scénarios, sont les suivantes :

Scénario	Evolution de la production	Hypothèses globales
Scénario bas (S1 ADEME)	<p>Le graphique illustre l'augmentation de la production de gaz vert (TWh PCS) de 2020 à 2050. La production est principalement constituée de méthanisation (orange), qui croît de manière constante. Le power-to-gas (jaune) contribue de plus en plus à la production totale à l'horizon 2050. La gazéification hydrothermale (gris) représente une part minime de la production.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La méthanisation produit 104 TWh en 2050 et se développe principalement par le biais des Cultures IntermédiaIRES à Vocation Energétique (CIVE) et des résidus de cultures, alors que le recul de la consommation de viande engendre une baisse du potentiel de production issue des effluents d'élevage ;</li> <li>• La méthanation produit 41 TWh en 2050, en se développant uniquement en valorisation du CO<sub>2</sub> produit par la méthanisation, lors</li> </ul>

<sup>39</sup> Au 30 mars 2023.



		<p>des périodes d'excédents d'énergie renouvelable ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Par ailleurs, la CRE a choisi de retenir 20 TWh additionnels de gazéification hydrothermale<sup>40</sup>, afin d'obtenir un bilan équilibré.</li> </ul>
<p>Scénario médian (S3 ADEME)</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>La méthanisation produit 130 TWh en 2050, utilise des intrants diversifiés (notamment de la culture dédiée et des algues) et repose principalement sur les CIVE, les effluents d'élevage et les résidus de culture ;</li> <li>La méthanation produit 40 TWh en 2050 et se développe à partir de 2028<sup>41</sup> en valorisant le CO<sub>2</sub> produit par la méthanisation, et l'hydrogène produit lors des périodes d'excédents d'énergie renouvelable. La pyrogazéification se développe grâce à des politiques sylvicoles et de gestion des déchets tournées vers la production d'énergie.</li> </ul>
<p>Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>La méthanisation produit 130 TWh en 2050 : ce volume correspond à l'hypothèse que 90 % des 150 TWh de potentiel méthanisable déterminés par Solagro sont suffisamment proches des réseaux pour permettre une injection selon un optimum économique viable. Ce potentiel repose principalement sur les CIVE, les résidus de culture et les effluents d'élevage ;</li> <li>La méthanation permet la production de 50 TWh en 2050 via la valorisation du CO<sub>2</sub> provenant à 80 % de méthaniseurs et à 20 % de sites industriels.</li> <li>La pyrogazéification se développe en s'adossant à des installations valorisant soit les déchets des grands centres de tris (29 %), soit des déchets ménagers et de bois (39 %), soit des</li> </ul>

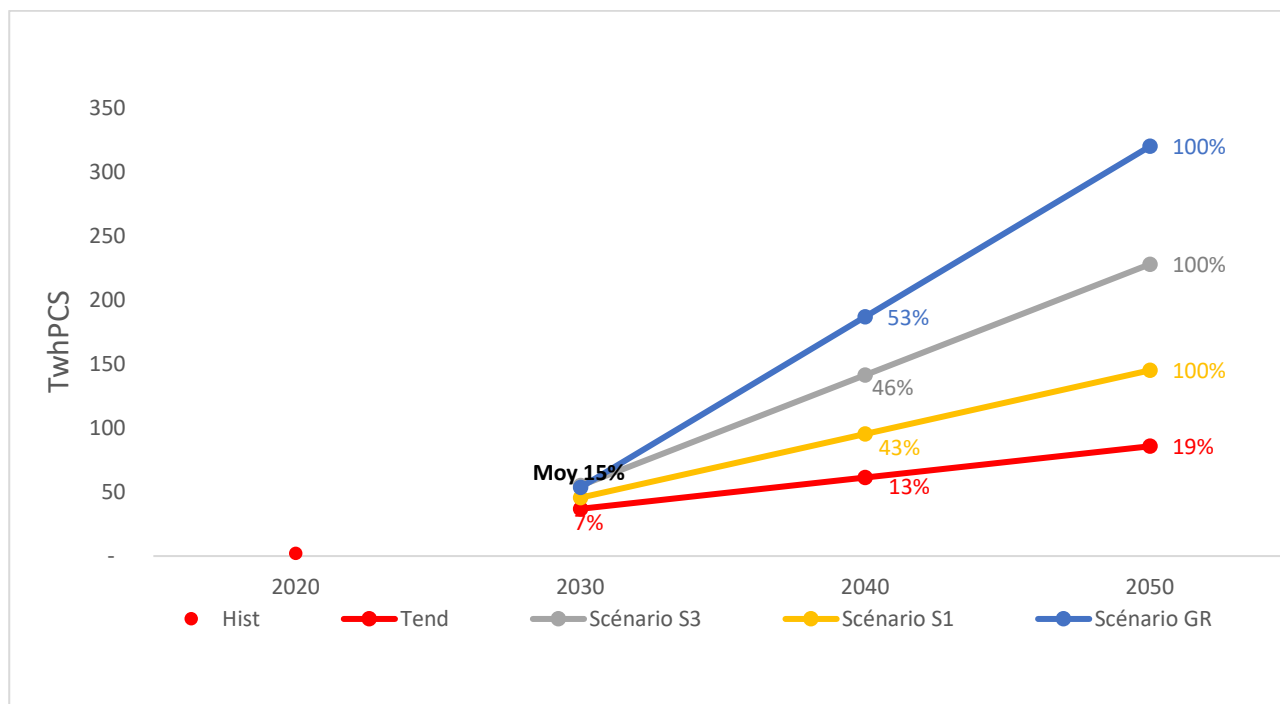
<sup>40</sup> Dans le S1, les intrants de la pyrogazéification ne sont pas disponibles (bois valorisé en énergie et en construction et peu de déchets) ce qui ne permet pas d'envisager le développement de cette filière. L'ADEME n'a pas considéré la gazéification hydrothermale comme assez mature pour l'intégrer à ses scénarios. Néanmoins, les premiers pilotes de gazéification se développent actuellement aux Pays-Bas. La CRE a donc choisi de remplacer les imports de ce scénario par une production de gazéification hydrothermale.

<sup>41</sup> A la différence du S1, dans ce scénario, l'ADEME avait considéré un volume moindre de méthanation, considérant que cette technologie serait freinée par la concurrence avec les usages directs de l'hydrogène. Pour obtenir un bilan équilibré la CRE a fait le choix de ne pas retenir cette hypothèse.



		déchets de bois et de biomasse lignocellulosique (32 %). La gazéification hydrothermale produit 35 TWh, principalement en valorisant les boues de digestats issues de la méthanisation.
--	--	---

Figure 21. Trajectoire de production de gaz vert pour les trois scénarios et pourcentage de la consommation<sup>42</sup>



Ces scénarios reposent tous sur l'hypothèse d'un développement ambitieux de la production de biométhane et des autres gaz verts, en forte rupture avec le scénario tendanciel présenté par l'ADEME<sup>43</sup> et un point de passage en 2030 supérieur à celui prévu dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015<sup>44</sup>. Le respect de ces scénarios requerra un soutien financier fort et dans la durée<sup>45</sup>.

## 2.7 Transit et utilisation des interconnexions

Dans le cadre de cette étude, la production de gaz vert des scénarios de référence permet de couvrir la consommation française en 2050 : le bilan français est donc équilibré à l'échéance annuelle. Cela ne préjuge cependant pas de la possibilité d'échanges ponctuels entre la France et les pays voisins au cours de l'année.

Fortement interconnectée, la France joue par ailleurs le rôle de pays de transit pour certains pays transfrontaliers, principalement l'Italie (via l'interconnexion avec la Suisse) et l'Espagne avant la baisse des approvisionnements en gaz russe consécutive à l'invasion de l'Ukraine. Depuis 2022, la France assure aussi du transit de gaz vers l'Allemagne, alors que le flux à l'interconnexion avec l'Espagne n'est plus uniquement orienté vers la péninsule ibérique.

Afin de construire les hypothèses de transit vers l'Espagne et l'Italie en 2050, la CRE s'est appuyée sur les prévisions de baisse de consommation de gaz fossile publiées dans les plans nationaux énergie climat de ces pays, en faisant correspondre les trajectoires envisagées avec celles des différents scénarios d'évolution de la consommation française. L'impact de la baisse de la consommation de gaz fossile est ensuite répercuté de manière homogène à toutes les sources d'approvisionnement espagnoles et italiennes, sauf dans les scénarios S3 et GR pour l'Italie,

<sup>42</sup> Le pourcentage correspond à la part de la consommation totale de gaz couverte par la production de gaz vert.

<sup>43</sup> Le scénario tendanciel présente une production de biométhane de 86 TWh en 2050.

<sup>44</sup> La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 prévoit de porter la part du biométhane en 2030 à 10 % de la consommation annuelle de gaz, un objectif repris par le Plan de résilience économique et sociale du gouvernement du 16 mars 2022.

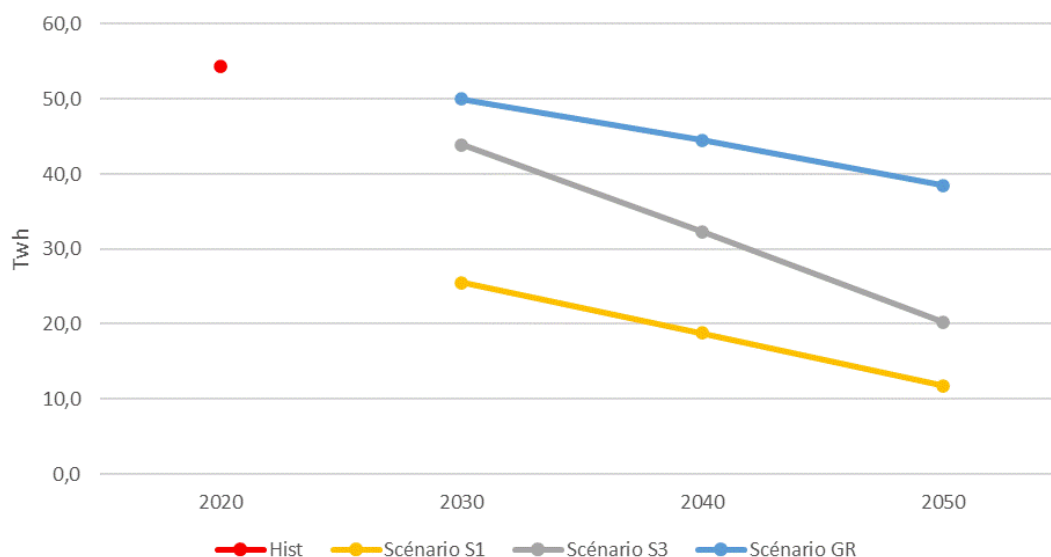
<sup>45</sup> Pour la méthanisation, une fois l'installation de production amortie, le coût d'achat du gaz doit rester élevé afin de couvrir les réparations et les coûts d'exploitation.

dans lesquels la baisse est appliquée en priorité sur l’approvisionnement en gaz russe. Conformément aux plans nationaux énergie climat, le transit ne concerne que le gaz fossile (le gaz vert consommé est produit localement).

Hypothèses de transit vers l’Italie en 2050 :

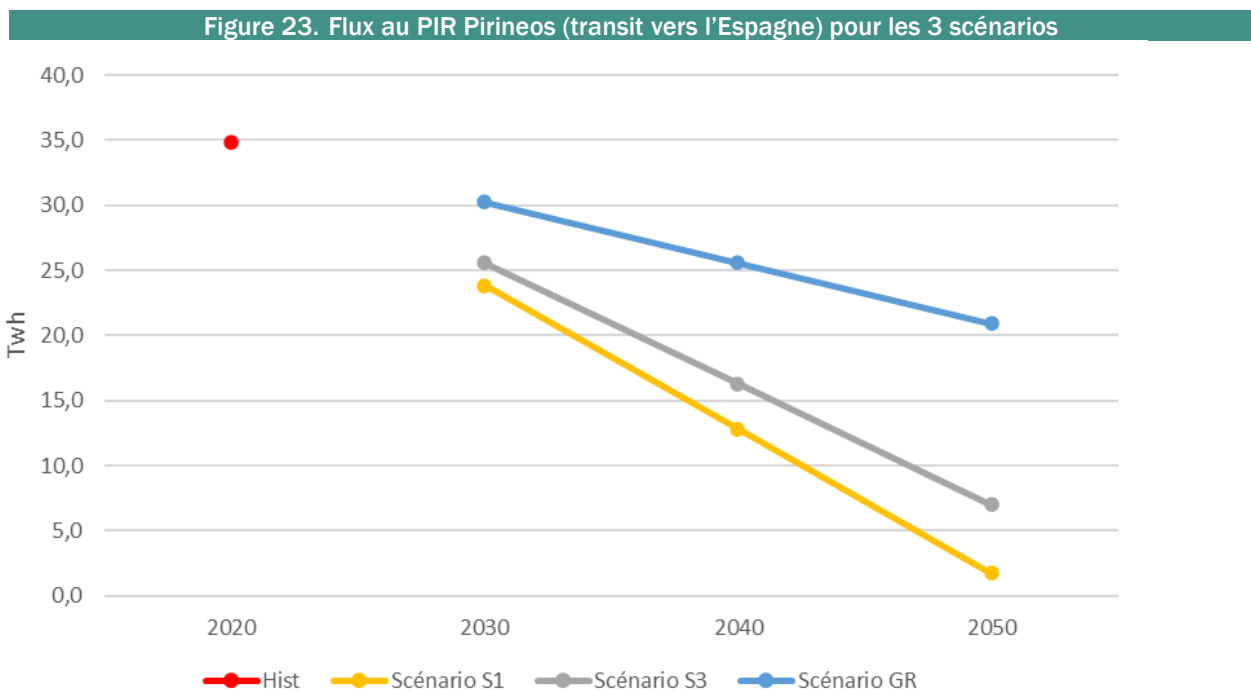
	Evolution de la consommation de gaz fossile italienne en 2050 (vs. 2018)	Transit	
		Hypothèse structurante	Evolution transit depuis la France (vs. moyenne 2016/2021)
Scenario S1	- 67 %	Impact de la baisse de la consommation appliqué de manière homogène à toutes les sources d’approvisionnement	- 64 %
Scenario S3	- 67 %		- 38 %
Scénario GR	- 37 %	Impact de la baisse de la consommation appliqué en priorité sur l’approvisionnement depuis la Russie	+ 17 %

Figure 22. Flux au PIR Oltingue (transit vers l’Italie) pour les 3 scénarios



Hypothèses de transit vers l’Espagne en 2050 :

	Evolution de la consommation espagnole de gaz fossile en 2050 (vs. moyenne 2015-2020)	Transit	
		Hypothèse structurante	Evolution transit depuis la France (vs. moyenne 2015/2020)
Scenario S1	- 95 %	Impact de la baisse de la consommation appliqué de manière homogène à toutes les sources d’approvisionnement	- 95 %
Scenario S3	- 80 %		- 80 %
Scénario GR	- 40 %		- 40 %



A l'horizon 2050, le transit vers l'Allemagne est supposé nul (en bilan annuel) dans tous les scénarios. La baisse de la consommation de gaz fossile conjuguée au développement de sources d'approvisionnement alternatives au gaz russe (capacités d'import de GNL notamment) permettent en effet d'envisager que le transit de gaz via la France mis en place en octobre 2022 ne sera que temporaire. Seul le scénario GR prévoit la conservation d'un flux de transit vers l'Allemagne à plus long terme, mais jusqu'en 2040 uniquement. Des flux ponctuels pourraient advenir dans tous les scénarios à cette échéance.

Les GRT ont fixé des hypothèses de capacités aux interconnexions sur la base de ces scénarios de flux de transit (correspondant à un bilan annuel d'échanges avec les pays transfrontaliers), et en prenant en compte les éléments suivants :

- le besoin d'échanges ponctuels avec les pays voisins à l'horizon 2050 malgré l'équilibre entre la production et la consommation de gaz sur le territoire français (pour des raisons d'équilibrage et de gestion du réseau principalement) ;
- les incertitudes portant sur les sources d'approvisionnement de gaz de l'Europe à moyen et long terme, et les scénarios de flux associés ;
- la nécessité de conserver des capacités d'interconnexion malgré la baisse prévue du transit (en bilan annuel) avec les pays voisins, afin de permettre le fonctionnement du marché européen et les échanges ponctuels entre les pays.

Les GRT ont ainsi réalisé des simulations en utilisant différents schémas de flux (Nord->Sud, Sud->Nord, Ouest->Est) pour chaque scénario, et en conservant des niveaux de capacités d'interconnexion relativement importants.

**Capacités d'interconnexion retenues par GRTgaz**

Point d'interconnexion	Capacité (GWh/j)		
	2022	2030	2050
Dunkerque (Norvège)	570	570	-
Virtualys (Belgique)	[-270 ; 640]	[-270 ; 320]	[-200 ; 200]
Obergailbach (Allemagne)	[-100 ; 620]	[0 ; 310]	[-200 ; 200]
Oltingue (Italie)	[-260 ; 100]	[-270 ; 0]	[-200 ; 0]
Pirineos (Teréga)	[-170 ; 225]	[-200 ; 200]	[-200 ; 200]
PITTM Dunkerque	350	520	[0 ; 300]
PITTM Fos	430	430	[0 ; 300]
PITTM Montoir	400	400	[0 ; 300]

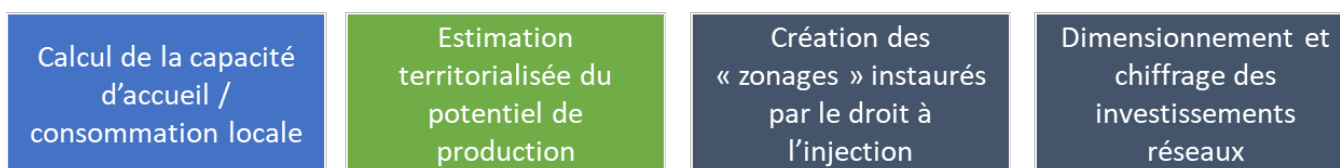


### 3. Intégrer la production locale de gaz aux infrastructures historiques

Les dynamiques relatives à l'évolution de la production et de la consommation, sous-jacentes aux scénarios définis dans la partie 2, induisent deux effets contraires sur les infrastructures gazières. D'une part, les réseaux doivent s'adapter et se renforcer afin d'accueillir une production locale répartie sur l'ensemble du territoire et d'autre part la baisse de la consommation modifie les besoins de dimensionnement des réseaux. La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de modéliser ces effets sur le développement de leurs infrastructures.

Le présent chapitre est consacré à l'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz vert. Les résultats présentés se basent sur les modélisations réalisées par GRDF, Teréga et GRTgaz.

En particulier, le gestionnaire de réseau de distribution GRDF a développé un modèle paramétrable permettant de simuler les besoins de développement des réseaux pour acheminer les gaz verts produits localement. Ce modèle repose sur une approche statistique, s'appuyant sur des hypothèses et des algorithmes, et projette les investissements nécessaires à la maille des zonages de biométhane pour les trois scénarios étudiés, pour chaque type d'infrastructure d'acheminement du gaz (raccordement, maillage, rebours), et à échéances 2030, 2040 et 2050. Le modèle de GRDF s'appuie sur une méthodologie en 4 étapes, présentées ci-dessous et décrites en annexe 2.



De son côté, Teréga a également développé un outil pour projeter les différents scénarios sur la zone Teréga à des mailles géographique (cantonale) et temporelle (journalière). Les hypothèses de baisse de consommation et de production des scénarios sont déclinées par homothétie à la maille cantonale pour la consommation et par zonage pour la production. L'outil permet ensuite de déterminer l'évolution des flux journaliers au cours du temps en fonction des consommations, de la production et des flux aux bornes des points commerciaux du réseau français (PIR/PITTM). Une fois les flux journaliers établis, ceux-ci permettent d'évaluer le besoin en unités de rebours distribution-transport et transport-transport à déployer sur le réseau.

Les investissements totaux (distribution et transport) sont complétés par l'analyse de GRTgaz qui a estimé les besoins d'investissement pour les raccordements des postes d'injection et les rebours transport-transport sur son territoire. Pour cela, GRTgaz a développé un modèle dont la finalité est la même que celui de GRDF, mais avec une approche différente. A partir du tracé des réseaux de gaz, celui-ci optimise le raccordement sur les réseaux des projets de gaz verts selon chaque scénario. Les résultats obtenus sur les coûts sont de même ordre que ceux de GRDF.

#### 3.1 Un dimensionnement du réseau qui doit évoluer pour accueillir la production de gaz vert

##### Le dimensionnement historique du réseau de desserte

Avec plus de 200 000 km de réseau sur 9 500 communes, le territoire de desserte de GRDF couvre environ 95 % de la consommation de gaz naturel nationale sur le réseau de distribution. Le réseau de GRDF est réparti entre 92 % de canalisations en MPB/MPA (pression allant de 0,05 à 4 bars), 4 % en MPC (pression de 4 à 25 bars) et 4 % en BP/BPA (pression inférieure à 50 millibars). Le reste du réseau de distribution est géré par 23 entreprises locales de distribution (ELD). Le réseau de distribution intervient successivement sur le domaine public et sur le domaine privé, qui distingue les installations à usage collectif dans des espaces collectifs, les installations à usage collectif dans les espaces privés individuels ou privés, et le réseau intérieur au logement.

Afin d'assurer la continuité d'acheminement et de desserte du gaz, le réseau de distribution a été conçu pour fournir une pression de desserte supérieure à la pression minimale nécessaire à l'ensemble des clients, dans un scénario « risque 2 % » (température minimale atteinte 2 fois par siècle) comme dans un scénario « risque incident » (défaillance sur un réseau principal à une température minimale, par exemple de -7 °C à Paris). Au-delà des canalisations, le réseau de GRDF comprend d'autres types d'ouvrages, comme les robinets de réseau, les postes de détente entre niveaux successifs de pression, les postes d'injection de gaz vert dans le réseau, les organes de coupure... dont la réglementation définit précisément les appellations.

##### La diversification du réseau de distribution pour la collecte des gaz verts

Outre ces critères « historiques » de dimensionnement du réseau de gaz, définis pour permettre d'acheminer le gaz consommé, le réseau doit aujourd'hui accueillir les gaz verts, produits de façon décentralisée et remontés parfois jusqu'au réseau de transport par l'intermédiaire de rebours distribution/transport à l'interface des deux réseaux. **Cette collecte suppose la construction de canalisations à vocation de raccordement du site de production au réseau, d'extensions du réseau pour garantir l'acheminement du gaz, et de maillages pour créer un exutoire au gaz**

**dans des zones où la consommation constatée ne permet pas d'absorber la production excédentaire.** Ces maillages permettent d'éviter ou de repousser la construction de rebours jusqu'à un certain niveau de saturation des zones. **Les gestionnaires de réseaux estiment qu'un maillage est techniquement pertinent jusqu'à 20 km de longueur maximum.**

La collecte des gaz verts et l'injection éventuelle d'hydrogène dans les réseaux de gaz supposent également que le réseau existant soit compatible avec les propriétés physiques de ces gaz, dont la composition diffère du gaz naturel traditionnellement acheminé.

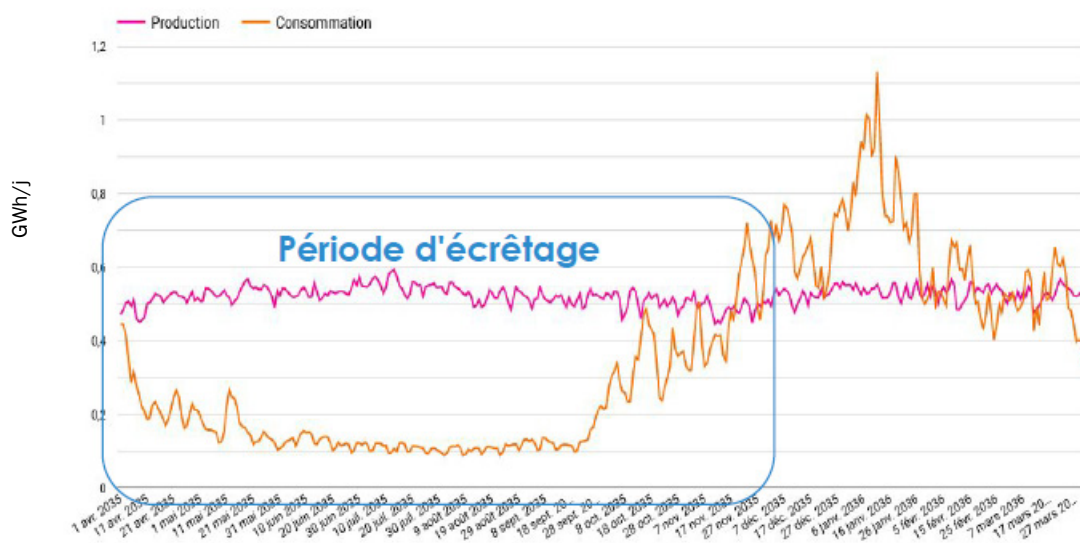
L'injection d'hydrogène vert dans les réseaux de gaz naturel est envisagée par les pouvoirs publics<sup>46</sup> comme un levier de réduction des importations de gaz naturel, et plusieurs projets d'expérimentation étudient la compatibilité de l'hydrogène avec les réseaux (par exemple, le démonstrateur GRHYD et le projet Jupiter 1000). Les gestionnaires de réseaux et de stockage ont estimé que les ouvrages étaient inégalement sensibles à l'hydrogène selon leur âge, leur diamètre et leur matériau, en termes d'intégrité des canalisations, de risques de fuites ou encore de précision du comptage en aval.

Selon une étude de 2019<sup>47</sup>, les gestionnaires de réseaux ont estimé que l'hydrogène pourrait être injecté à hauteur de 6 % dans la majorité des réseaux sans adaptation additionnelle, hormis ouvrages ou installations sensibles. Intégrer davantage d'hydrogène dans les réseaux supposera cependant des études et des travaux d'adaptation des ouvrages.

**La nécessité de remonter le gaz sur les étages de pression supérieurs en cas d'excédent de production**

Lorsque la consommation locale ne suffit pas à absorber la production de gaz vert, notamment l'été où les besoins du résidentiel sont très réduits, les producteurs peuvent être contraints d'écarter leur production, comme l'illustre la figure ci-dessous :

**Figure 24. Exemple du profil de consommation et de production du zonage d'Auch en 2035 selon le scénario GR (320 TWh)**



Les rebours permettent d'éviter l'écarter de la production de gaz vert en faisant remonter le gaz sur le réseau à l'inverse du flux principal (points d'entrées historiques vers les points de consommation). Il existe 2 types de rebours :

- Les rebours distribution-transport, permettant de remonter du gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport. Onze de ces rebours sont déjà en service et dix-neuf sont actuellement en construction.
- Les rebours transport-transport, permettant de remonter du gaz du réseau de transport régional vers le réseau principal lorsque la pression l'exige. Aucun rebours transport-transport n'a été mis en service à ce jour.

Des solutions de flexibilités sont également développées par les gestionnaires de réseau en transport et en distribution : sont notamment étudiées la compression et le stockage de l'excédent de production sur site et la

<sup>46</sup> Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, Ministère de la transition écologique, juin 2018

<sup>47</sup> Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, Elengy, Géométhane, Régaz-Bordeaux, R-GDS, SPEGNN, juin 2019



construction de rebours mobiles déployables rapidement. Ces solutions sont encore en phase de développement et devront faire l'objet d'études et de tests en conditions réelles.

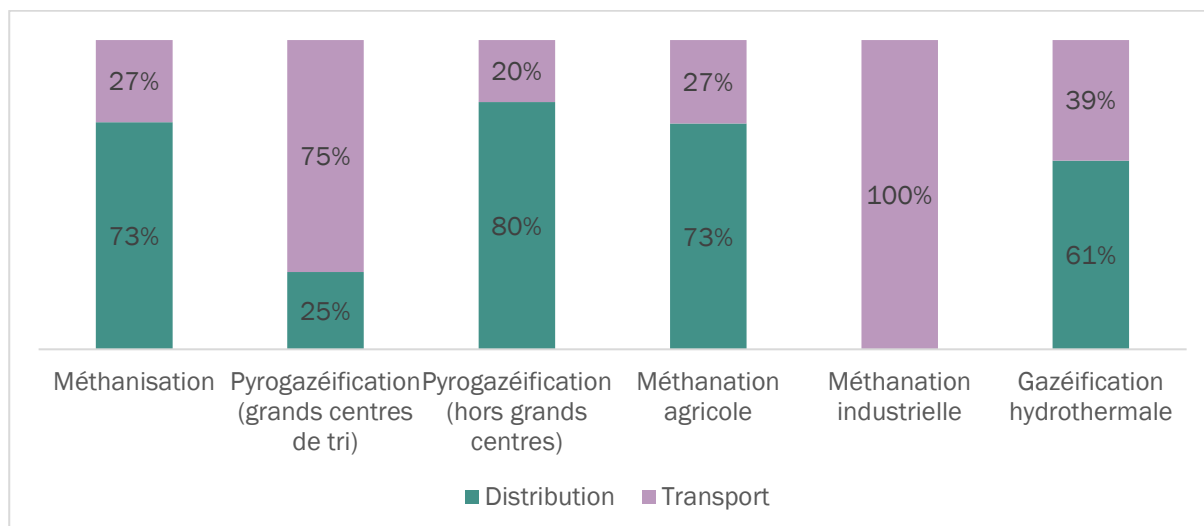
### 3.2 Une production qui ne se développera pas nécessairement dans les zones de consommation et qui s'articulera autour d'installations majoritairement raccordées en distribution

#### Caractéristiques des installations de production

Les filières de production « diffuses » (méthanisation, méthanation adossée à la méthanisation, pyrogazéification hors grands centres de tri, gazéification hydrothermale issue des boues de STEP et des digestats) sont considérées différemment des filières dont la production est concentrée sur un nombre moindre de sites, comme la pyrogazéification issue des grands centres de tri et la méthanation industrielle par exemple. Les filières dites « diffuses » sont réparties entre distribution et transport selon les ratios constatés historiquement ; les filières « concentrées » font l'objet d'une analyse *ad hoc* en fonction de la proximité des sites de production au réseau de transport.

Au global, la répartition distribution-transport de la production de gaz vert par filière montre une majorité des raccordements de sites, toutes filières confondues, au réseau de distribution. Cette part est néanmoins moins élevée pour les filières méthanation et gazéification hydrothermale, comme indiqué plus haut (*cf.* figure 25).

Figure 25. Répartition des installations par type de réseaux en fonction de la filière de production



La taille moyenne des installations diffère par ailleurs en fonction de la filière de production. A titre d'exemple la taille moyenne considérée des installations raccordées en distribution est la suivante :

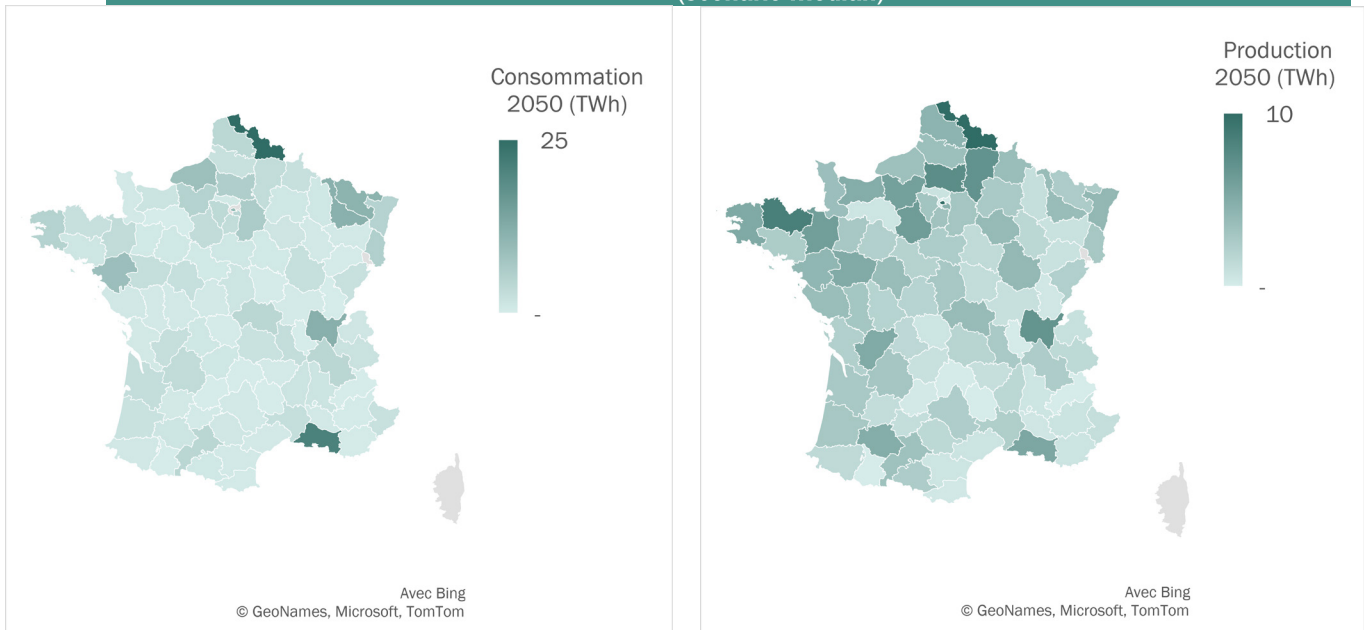
Filière	Production moyenne
Méthanisation	20 GWh/an
Pyrogazéification	80 GWh/an
Gazéification hydrothermale	25 GWh/an
Méthanation agricole	4 à 6 GWh/an

#### Répartition géographique

En 2050, selon le scénario médian, la consommation de gaz sur le territoire est répartie de façon relativement homogène, à l'exception de quelques départements qui concentrent une part significative de la consommation totale. C'est notamment le cas du département du Nord ou des Bouches-du-Rhône.

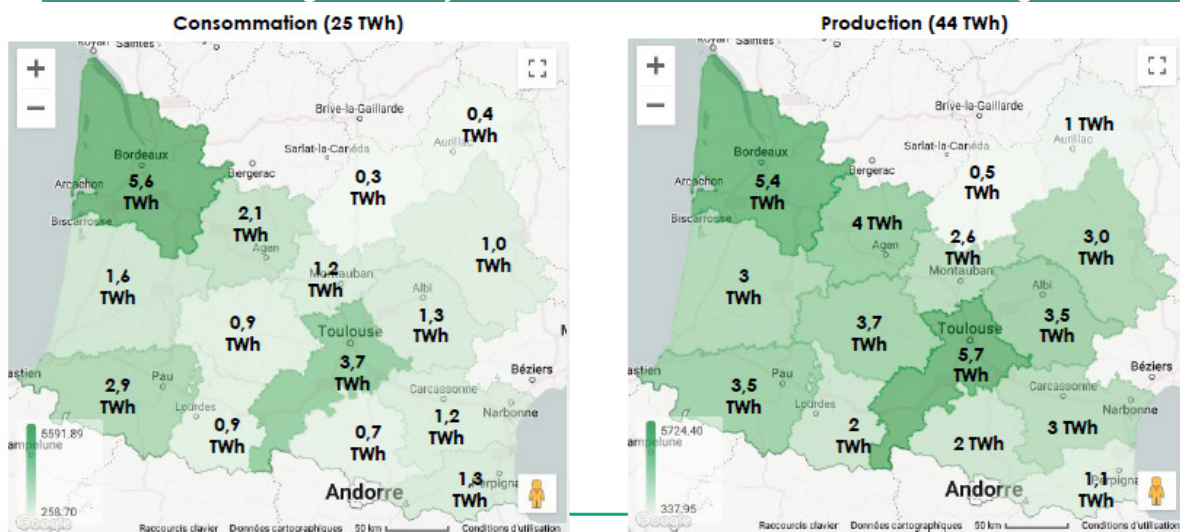
La répartition géographique de la production de gaz vert (au périmètre des réseaux de distribution et de transport) met en évidence l'hétérogénéité des potentiels de production par région, avec une concentration du potentiel méthanisable dans les zones Nord et Ouest ; consécutivement, la méthanation adossée à la méthanisation et la gazéification hydrothermale à partir d'intrants de digestats de la méthanisation agricole suivent les mêmes tendances géographiques. A titre d'exemple, la méthanation industrielle est concentrée autour des cimenteries, comme dans l'Ain, l'Isère, l'Ardèche et le Gard, dans les Bouches-du-Rhône ou encore dans le Pas-de-Calais.

Figure 26. Répartition géographique de la consommation (gauche) et de la production (droite) en 2050 en TWh (scénario médian)



Il ressort par ailleurs des différentes analyses que la zone de Teréga deviendra « exportatrice » de gaz vert dès 2040, sa production devenant supérieure à sa consommation<sup>48</sup>. Cela influencera notamment les flux sur le réseau de transport principal.

Figure 27. Projection à 2050 du scénario haut dans la zone Teréga



En vert foncé, les zones concentrant le plus de consommation ou de production

### 3.3 Des investissements pour accueillir la production locale compris entre 6 et 9,7 Md€

#### 3.3.1 Synthèse des résultats

Les investissements nécessaires sur le **réseau de distribution** par scénario vont de 4,9 Mds € pour le scénario S1 à 7 Mds € pour le scénario GR en 2050, au périmètre de la distribution (dont rebours distribution-transport).

Les investissements nécessaires sur le **réseau de transport** (hors rebours distribution-transport) sont estimés par les GRT (GRTgaz et Teréga) entre 1,2 Mds € (scénario bas) à 2,7 Mds € (scénario haut), au périmètre des postes d'injection, des raccordements et des rebours transport/transport.

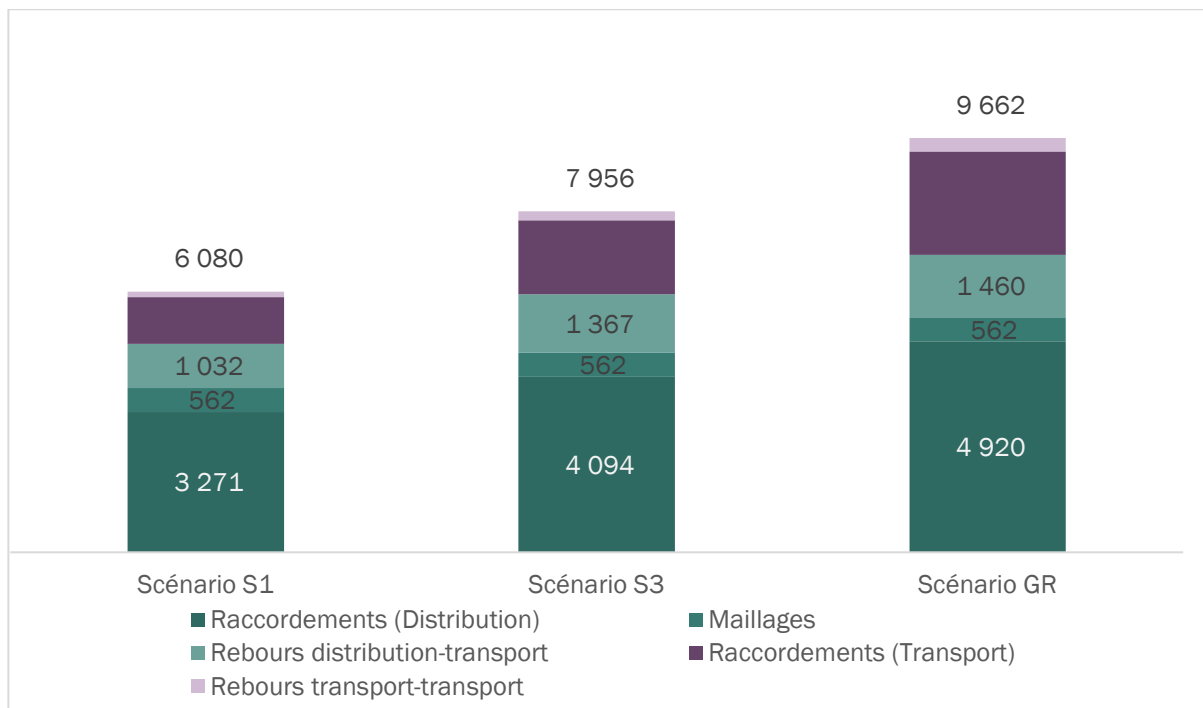
<sup>48</sup> Pour estimer la consommation sur son périmètre, Teréga a décliné les scénarios nationaux en extrapolant les baisses de consommation par secteur et par département. La baisse de consommation globale résultant des trois scénarios est légèrement moins importante dans le Sud-Ouest que dans le reste de la France, car la région compte moins d'industriels en proportion. De plus, dans le secteur résidentiel, la baisse de la consommation est moins importante car la région connaît des variations de température moindres que dans le reste du pays.

Les raccordements (y compris les postes d'injection) en distribution et en transport mobilisent entre 72 % et 76 % des investissements totaux par scénario et sont l'ouvrage le plus dimensionnant économiquement.

Les maillages représentent entre 6 % et 9 % des investissements nécessaires selon le scénario. Tous les investissements de maillages interviennent jusqu'en 2040 : moins coûteux que les rebours, ils permettent d'absorber progressivement les capacités de production mises en service. La capacité de maillage des réseaux (5 616 km pour un montant d'investissement total de 562 M€) est cependant assez vite saturée, même dans le scénario le plus bas.

Le montant total d'investissements associé aux rebours distribution-transport est compris entre 1 Md€ et 1,5 Md€ en 2050 selon le scénario, soit environ 16 % des investissements totaux. Les investissements associés aux rebours transport-transport sont d'un ordre de grandeur moindre, entre 0,1 et 0,3 Md€ selon le scénario.

Figure 28. Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario (en M€)



**Les hypothèses de dimensionnement des investissements réseaux**

Les gestionnaires de réseaux ont, pour chaque typologie d'ouvrage, retenu des hypothèses de dimensionnement et des coûts associés, résumées ci-dessous :

Type d'ouvrage	Hypothèses de dimensionnement	Hypothèse de coût unitaire
Postes d'injection	1 poste d'injection par projet, sur la base d'hypothèses de taille moyenne par projet	300 k€
Rebours distribution/transport	Installé lorsque l'excédent de production de la zone d'équilibre est supérieur à 600 Nm <sup>3</sup> /h Ajout de compresseurs supplémentaires à coût marginal lorsque la zone comprend déjà un rebours	2,8 à 3,4 M€ pour 1000 à 3000 Nm <sup>3</sup> /h Coût d'un compresseur supplémentaire autour de 1,5 M€
Rebours transport/transport	Installé lorsque sur une zone transport : - la capacité d'accueil (à écrêtement 3%) sur les canalisations régionales est inférieure à la production, - et que la pression maximale de service entre les deux réseaux de zones adjacentes est différente	1,8 M€ par unité de rebours pour 3000 Nm <sup>3</sup> /h (estimation GRTgaz)
Raccordement Distribution	Raccordement des projets au registre : hypothèse de 3,6km/raccordement Jusqu'en 2030 : 5km/raccordement dans l'attente de la densification des projets sur le territoire ;	100€/mètre linéaire



	2030-2050 : post-densification des projets, 3,6km/raccordement	
Raccordement Transport	<p>Pour les projets raccordement acier : moyenne de 0,4 km par projet en moyenne.</p> <p>Pour un raccordement distribution PE : moyenne de 3,5 km par projet en moyenne.</p> <p>Le modèle raccorde les projets en grappe aussi souvent que possible pour mutualiser les longueurs.</p>	<p>Coût linéaire PE : 100 €/mètre linéaire</p> <p>Coût linéaire acier : 1000 €/mètre linéaire</p>
Maillage	<p>Zones existantes : utilisation des km de mailages inscrits dans les plans de zonages</p> <p>Zones statistiques : valeur moyenne issue de deux méthodes statistiques différentes, appliquées à chaque zone d'équilibre</p>	<p>100€/m</p> <p>Majoration de 20% des longueurs calculées « à vol d'oiseau » pour tenir compte du tracé réel</p>

Les hypothèses ont été présentées à la CRE et ont fait l'objet d'échanges afin de s'assurer de leur cohérence avec le réalisé et les pratiques de la filière. Certaines hypothèses présentent cependant des marges d'incertitude détaillées dans les sous-parties suivantes.

### 3.3.2 Le coût de développement des infrastructures varie principalement selon le raccordement des producteurs

Parmi les investissements nécessaires, les raccordements (y compris les postes d'injection<sup>49</sup>) sont ceux qui mobilisent la plus grande part des coûts totaux, représentant entre 72 % et 76 % du total des investissements requis par scénario. Il s'agit donc de l'ouvrage le plus dimensionnant pour le coût complet des réseaux à horizon 2050.

#### Raccordement distribution

Dans le scénario médian, le nombre de km de raccordements passe de 9 000 km en 2030 à près de 25 000 km en 2050, soit une augmentation de 170 %.

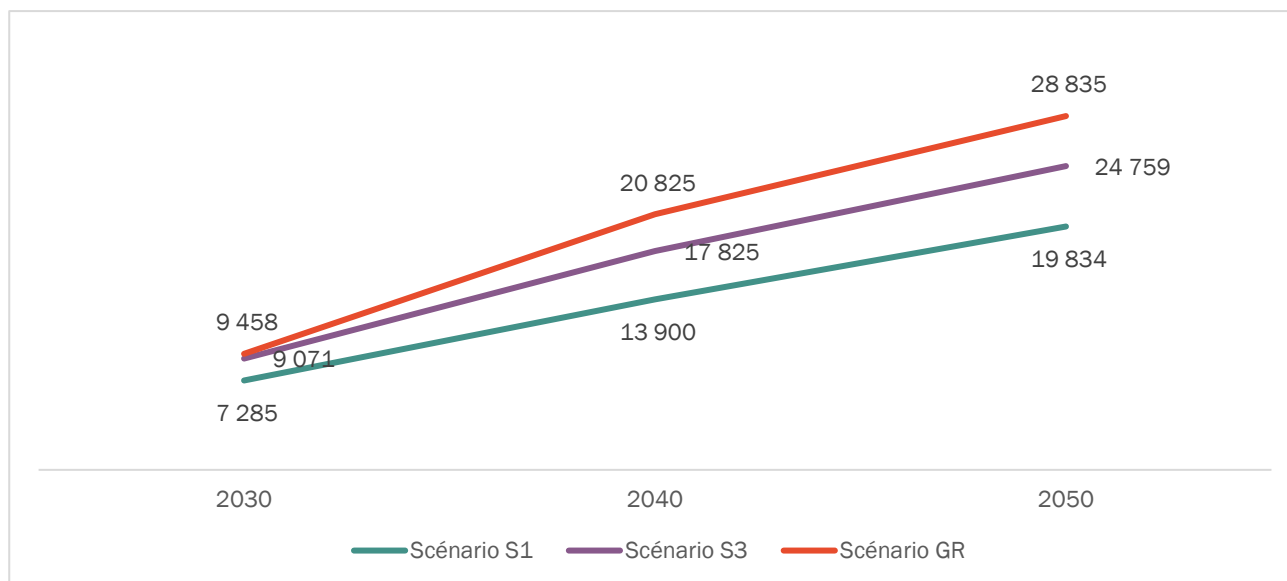
Le raccordement des sites nécessitera donc des extensions de réseaux de plus en plus longues : en effet, on observe déjà une augmentation de la longueur moyenne des raccordements des sites de biométhane au réseau de distribution : à titre d'exemple, entre 2016 et 2019, la longueur moyenne des raccordements est passée de 1150m à 3500m, soit une augmentation de 200 %.

GRDF a identifié et modélisé des potentiels d'optimisation de la longueur totale des raccordements, notamment du fait de la densification géographique des projets entre 2030 et 2050, ou encore du fait du développement de la méthanation adossée à la méthanisation (40 TWh dans le scénario haut, 31 TWh dans le scénario médian et dans le scénario bas), qui permettra de mutualiser les raccordements avec les sites de méthanisation.

<sup>49</sup> GRDF a modélisé les postes d'injection selon l'hypothèse d'un poste par installation de production de taille moyenne par filière (par exemple, un poste d'injection par site de méthanisation agricole d'une capacité d'injection de 20 GWh/an), à l'exception des sites de méthanation agricole, adossés aux sites de méthanisation, dont le poste d'injection est mutualisé.



Figure 29. Investissements de raccordements par scénario (en km)



### Raccordements transport

Sur le réseau de transport, à partir des tracés des réseaux et de l'implantation des projets réels et fictifs de gaz vert, GRTgaz a modélisé les longueurs de raccordement sur son périmètre. Le modèle raccorde les projets en grappe lorsque cela est possible et pertinent pour mutualiser les canalisations.

Nombre de postes d'injection sur le réseau de GRTgaz	2030	2050
Scénario S1	150	805
Scénario GR	200	1450

Dans tous les scénarios, le rythme de raccordement des projets s'accélère fortement après 2030 : x5,4 pour le scénario bas et x7,3 pour le scénario haut. Les investissements liés aux raccordements et postes d'injection sur le réseau de transport ont été extrapolés à la maille nationale à partir des résultats de GRTgaz.

### 3.3.3 La nécessité de mailler le réseau de distribution et de permettre la remontée du gaz sur le réseau de transport

Les maillages représentent entre 6 % et 9 % des investissements nécessaires à l'accueil des gaz verts sur le réseau, selon les scénarios.

Les maillages, quand ils s'avèrent pertinents d'un point de vue technico économique, sont les premiers investissements réalisés dans le temps. Le coût d'un maillage étant inférieur à celui d'un rebours (dans l'hypothèse d'un maillage de 20 km maximum), l'anticipation des maillages par rapport aux rebours est en effet optimale d'un point de vue des investissements. Cela permet de n'engager les investissements les plus coûteux que lorsque la dynamique de la zone est totalement enclenchée. Par ailleurs, les maillages permettent de mutualiser les exutoires et de limiter les poses de rebours.

Suivant cette logique, d'ici à 2030, 3 700 km de maillages seront réalisés, dont ceux prévus dans les zonages existants. Les maillages supplémentaires nécessaires sont ensuite réalisés avant 2040 : au total ce sont 5 600 km de maillages qui seront construits.

Les maillages sont donc définis par des « coûts fixes » incompressibles au sein de chaque scénario. C'est pourquoi les coûts associés aux maillages ne varient pas d'un scénario à l'autre :

M€	2030	2040	2050
Scénario GR	375	562	562
Scénario S3			
Scénario S1			

Selon GRDF, la longueur moyenne d'un maillage se situerait entre 5,5 et 6,6 km<sup>50</sup>, soit la valeur moyenne de deux méthodes (Point d'Analyse et de Prévision des Emissions, ou « approche en étoile », et arbre couvrant minimal). Ces longueurs sont majorées de 20 % pour tenir compte des contraintes existant sur les tracés réels et susceptibles de rallonger les maillages.

### **3.3.4 La construction de rebours additionnels permet de remonter le gaz produit de façon décentralisée dans le cas d'excédents locaux et régionaux de production**

#### **Rebours distribution-transport**

Le principal facteur influençant le besoin d'installation de rebours sur une zone est le rapport entre le niveau d'injection de gaz vert sur le réseau et la consommation locale. En principe, les grandes agglomérations qui concentrent une consommation importante, sont donc moins susceptibles d'accueillir un rebours. Conformément au cadre en vigueur, l'écrêtage de la production de la zone doit être supérieur à 3 % de la production annuelle pour pouvoir déclencher la construction d'un rebours.

Dans son modèle, GRDF a considéré un seuil de 600 Nm<sup>3</sup>/h d'excédent de production par rapport à la capacité d'accueil (c'est-à-dire, pour rappel, le niveau de consommation au « creux » du 15 août) à partir duquel construire un rebours sur son réseau est optimal d'un point de vue technico économique. Ce seuil correspond au niveau moyen de coût d'un rebours rapporté au seuil technico-économique du I/V<sup>51</sup> dans les zonages, à 4 700 €/Nm<sup>3</sup>/h.

Pour estimer le nombre de rebours nécessaires sur les zones du territoire, GRDF recense donc les zones présentant un niveau d'excédent d'au moins 600 Nm<sup>3</sup>/h. Le cas échéant, dans l'hypothèse où une zone déjà excédentaire verrait sa production locale augmenter, GRDF modélise de façon évolutive l'arbitrage entre l'ajout d'un compresseur sur le rebours présent et l'ajout d'un deuxième rebours, option unitairement plus coûteuse (2,8 M€ à 3,4 M€ pour un rebours, contre 1,5 M€ environ pour un compresseur supplémentaire).

#### **Evolution des investissements de rebours distribution-transport par scénario**

Rebours	2030	2040	2050
Scénario GR	345	1 009	1 460
Scénario S3	345	890	1 367
Scénario S1	324	700	1 032

#### **Nombre de zones dotées d'au moins un rebours par scénario**

Rebours	2030	2040	2050
Scénario GR	113	283	350
Scénario S3	113	262	347
Scénario S1	108	207	277

Le montant moyen d'investissement par zone donne une indication du nombre éventuel de compresseurs additionnels, voire de rebours additionnels envisagés sur un zonage. Dans le scénario médian, en 2050, cette valeur est de 3,9 M€ en moyenne par zone, contre 3,1 M€ en 2030 et 3,4 M€ en 2040.

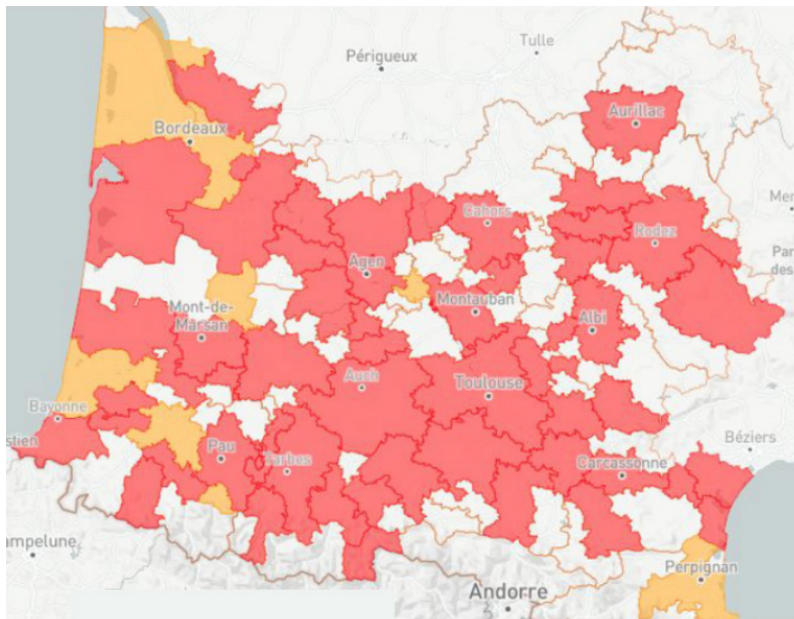
#### **Illustration sur la zone de Teréga**

Pour caractériser le besoin de rebours dans un zonage, Teréga s'assure en premier lieu que le critère I/V est bien respecté. L'investissement moyen par zonage pour la réalisation de maillages et d'un rebours étant de 4,3 M€, pour respecter le critère I/V > 4 700 €/Nm<sup>3</sup>/h, Teréga considère donc que la production annuelle de gaz vert du zonage considéré doit excéder 76 GWh/an. Pour les zonages non validés ou en cours de validation, Teréga a réalisé des hypothèses par extrapolation ou sur la base des informations les plus récentes sur chaque zone. Les hypothèses de Teréga conduisent donc à déclencher un rebours un peu plus tardivement que dans le modèle de GRDF. Néanmoins les ordres de grandeur du nombre de rebours sur la zone de Teréga selon les deux méthodes restent similaires.

<sup>50</sup> Les deux méthodes d'estimation de la longueur des maillages de GRDF mettent cependant en évidence un écart entre le résultat théorique et la longueur des maillages réalisés, les méthodes surestimant la longueur réalisée d'environ 15 %. Les montants estimés constituent donc probablement un majorant.

<sup>51</sup> Critère de pertinence et de rentabilité des renforcements (I/V) tel que défini dans le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit.

Figure 30. Zonages avec un besoin de rebours distribution-transport (en rouge) à l'horizon 2050 dans le scénario GR



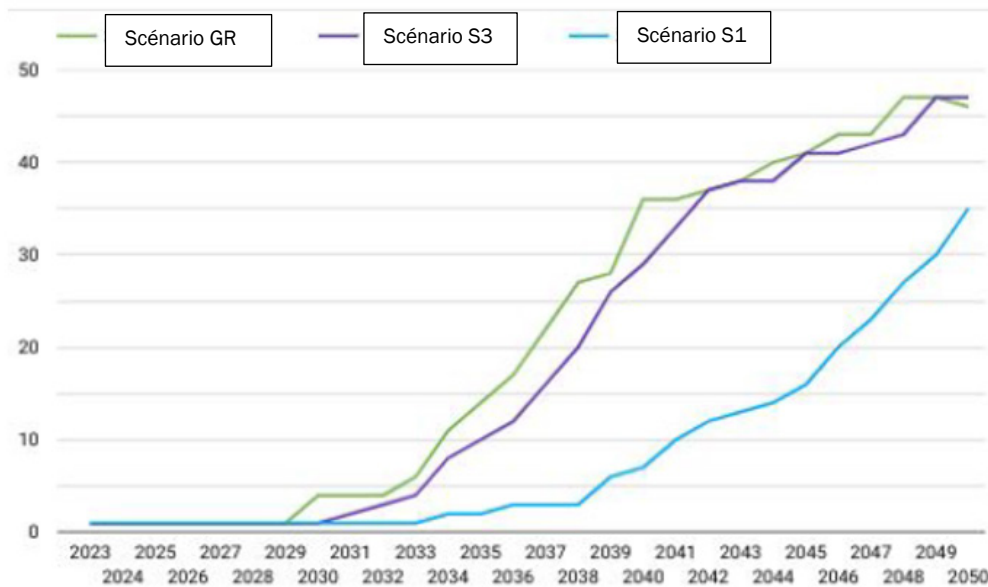
En 2050, selon les scénarios, entre 35 et 47 rebours distribution-transport (sur les 55 zonages) seront nécessaires à l'intégration de la production de gaz vert sur la zone de Teréga. Les zones sans rebours sont majoritairement situées à proximité de grands lieux de consommation (Bordeaux, Bayonne, Perpignan, Mont de Marsan).

Pour accueillir la production en respectant les critères décrits plus haut, le rythme approximatif de mise en service des rebours serait de l'ordre :

- d'un rebours par an d'ici 2029 (soit un investissement d'environ 2,8 M€<sup>52</sup>/an),
- de deux rebours par an entre 2030 et 2050 (soit un investissement d'environ 5,6 M€/an).

On note que le rythme de mise en service nécessaire pour accueillir la production de gaz vert accélère assez nettement en 2030 puis se maintient jusqu'en 2050.

Figure 31. Evolution du nombre de rebours distribution-transport selon les trois scénarios dans la zone Teréga

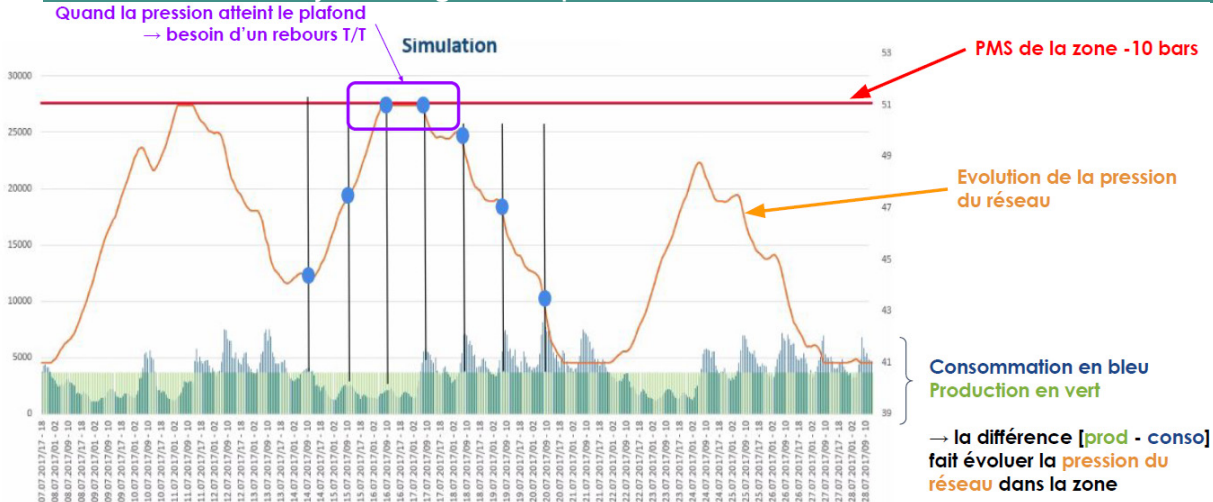


<sup>52</sup> Montant établi à partir de la moyenne des coûts à terminaison des rebours réalisés, et du coût estimé des rebours en construction ou en phase d'études.

**Rebours transport-transport :**

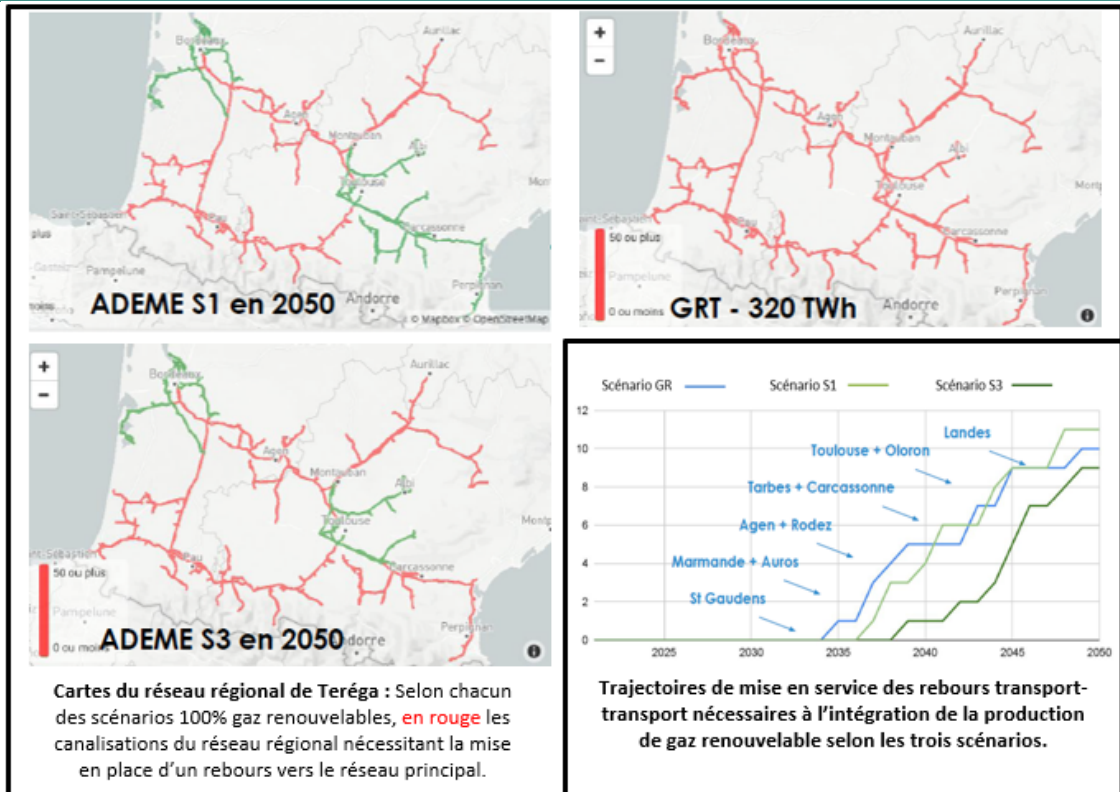
Durant certaines périodes de l'année, lorsque la consommation est faible, l'injection de volumes importants de gaz vert dans le réseau régional entrainerait une augmentation de la pression dans les canalisations.

**Figure 32. Exemple d'évolution de la pression du réseau régional induite par la concomitance d'une injection de gaz vert importante et d'une consommation locale faible**



Le réseau régional de Teréga est divisé en 11 zones. Comme illustré sur le graphique ci-dessus, lorsque dans l'une de ces zones, la pression atteint une valeur proche de la Pression Maximal de Service (PMS), Teréga considère qu'un rebours TT est nécessaire. Ces rebours sont nécessaires pour acheminer la production de gaz vert vers les stockages en été.

**Figure 33. Evolution du nombre de rebours transport-transport selon les 3 scénarios dans la zone Teréga**



Selon Teréga, la mise en service de premiers rebours transport-transport deviendrait nécessaire à partir de 2034 au sein de la zone Teréga. A partir de cette date, la mise en service d'un rebours tous les deux ans environ serait nécessaire. Le maximum théorique de rebours transport-transport est de 11 (correspondant à un rebours sur chaque zone du réseau régional). Ce maximum n'est atteint que dans le scénario haut.

Comme pour les rebours distribution-transport, les résultats de l'étude montrent que les zones les plus densément peuplées sont moins susceptibles d'accueillir un rebours transport-transport en raison de leur consommation importante.

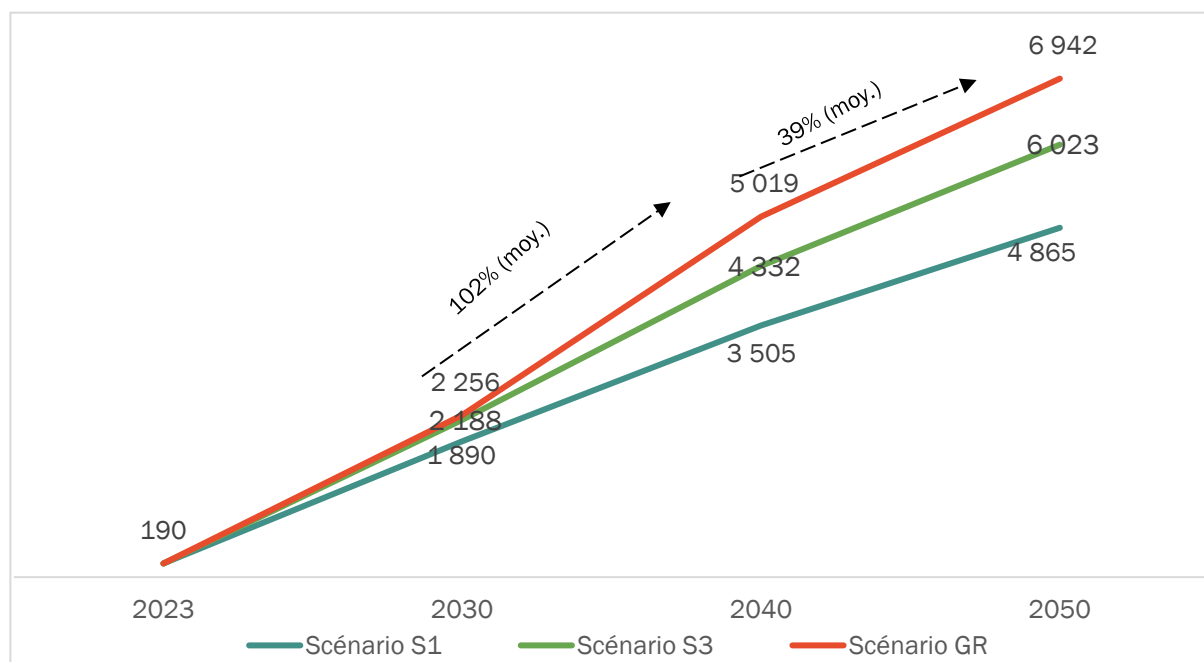
GRTgaz a également réalisé une estimation du besoin de rebours transport-transport sur son réseau. Cette estimation est construite sur la base du rapport entre la capacité d'accueil avec écrêtement à 3 % de la production (à laquelle est appliquée un coefficient de diminution en cohérence avec les baisses de consommation anticipées des scénarios) à la maille des zones du réseau régional de transport. GRTgaz réalise ensuite une vérification des organes séparateurs entre les zones du réseau régional. Une pré-détente technique, séparant deux réseaux avec une même pression maximale de service (PMS), est supposée contournable et ne mène donc pas à l'installation d'un rebours transport-transport, tandis qu'une pré-détente réglementaire, séparant deux réseaux de PMS différentes, y mènera. A la différence du modèle de Teréga, la méthode ne prend pas en compte une prévision journalière du stock en conduite dans chaque zone pour vérifier le critère 3 %, ce qui peut conduire à obtenir une valeur maximisant le nombre de rebours nécessaires.

Les résultats ci-dessous compilent les estimations de GRTgaz et Teréga sur leur réseau respectif :

Unités de rebours transport-transport nécessaires à la maille nationale	Scénario S1	Scénario S3	Scénario GR
Réseau de GRTgaz	62	Non simulé	160
Réseau de Teréga	9	10	11
Total	71	Non simulé	171
Investissement Horizon 2050 (M€) <sup>53</sup>	126	Non simulé	309

### 3.4 Des économies d'échelle réalisées à partir de 2040 et en fonction du volume injecté

Figure 34. Projection des investissements sur les réseaux de distribution (y compris distribution-transport) (en M€)



Dans le scénario bas, l'effort d'investissement est globalement stable tout au long de la période.

Dans le scénario haut, l'effort d'investissement est plus important dans la période 2030-2040 :

- le rythme de construction des rebours s'intensifie, passant par exemple sur la zone Teréga d'un par an, à deux par an en 2030;
- la filière prépondérante reste la méthanisation qui mobilise de nombreuses installations, et donc de nombreux raccordements et investissements de renforcement du réseau.

<sup>53</sup> Les trajectoires d'investissement sont établies sur la base d'un coût unitaire de 1,8 M€ (source : GRTgaz). La différence de coût avec les rebours distribution-transport s'explique par l'absence d'unités de traitement et d'analyse de la qualité du gaz sur les rebours transport-transport, celle-ci étant réalisée en amont du réseau régional.



Les investissements mobilisés entre 2040 et 2050 sont marqués par la concrétisation d'économies d'échelle :

- de nouvelles technologies commencent à apparaître à cette échéance : par exemple, les sites de méthanation industrielle et de méthanation agricole adossés aux sites de méthanisation, peuvent mutualiser leur point d'injection et bénéficient de longueurs de raccordement unitaires moins élevées ;
- la densification géographique des projets permet également un raccourcissement des longueurs moyennes des raccordements.

Figure 35. Unités de rebours distribution-transport nécessaires à la maille nationale

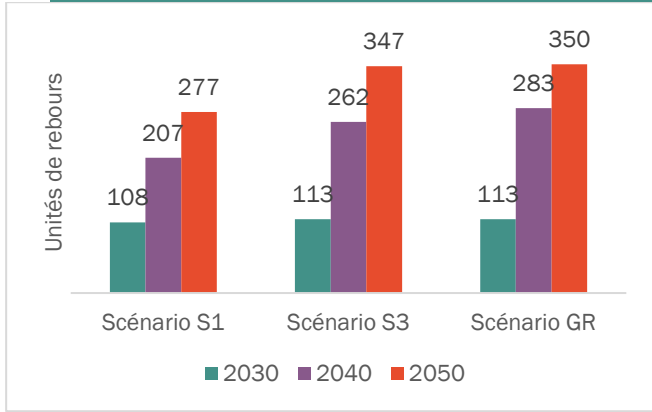
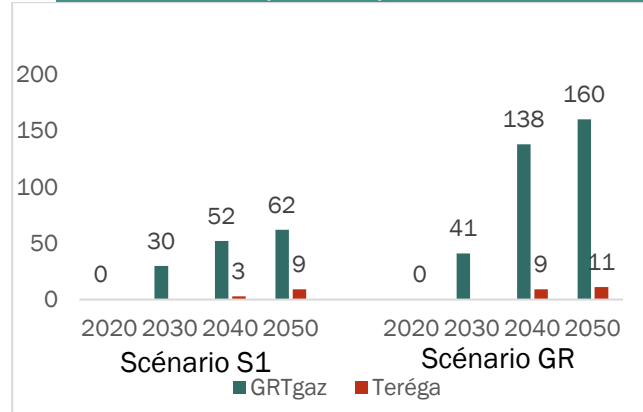


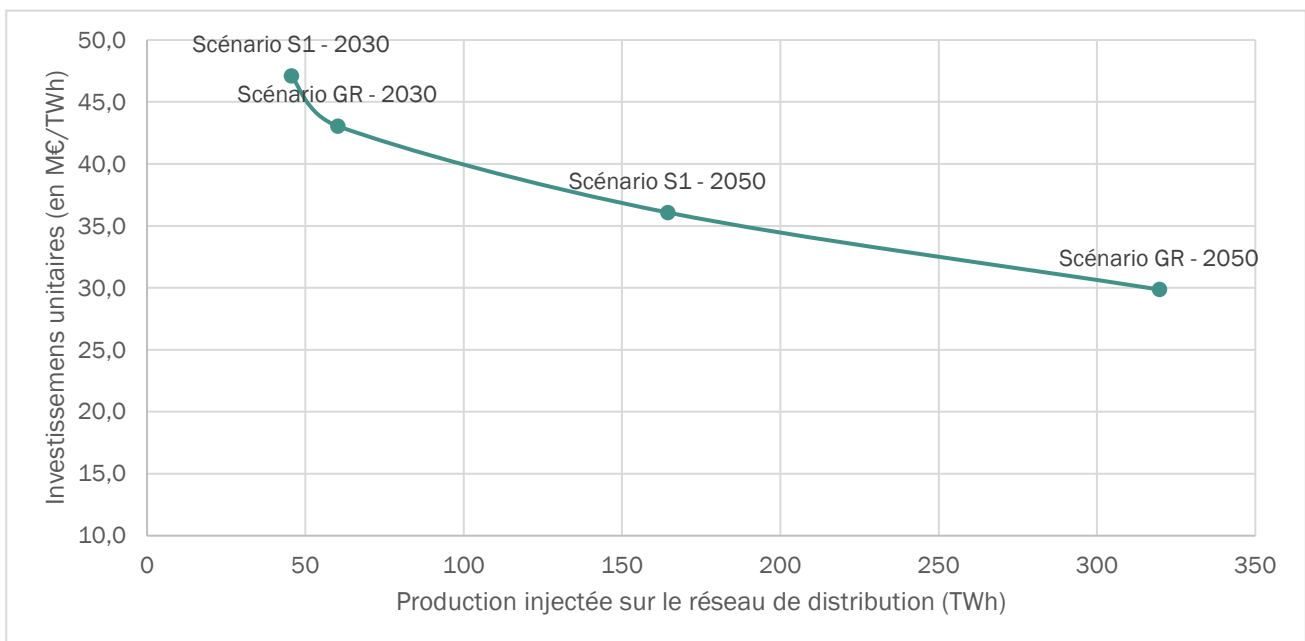
Figure 36. Projection du nombre de rebours transport-transport nécessaires



A l'échelle des investissements totaux (distribution + rebours), les résultats de la modélisation montrent une réduction unitaire des investissements (en M€/TWh injecté annuellement). Cette baisse du coût unitaire s'explique principalement par les raisons suivantes :

- les techniques de production qui pourraient se développer (gazéification hydrothermale, méthanation) de manière plus significative dans les scénarios haut et médian, mobilisent des installations de production plus grosses, dont le coût unitaire de raccordement est moindre (raccordement directement en transport pour une plus grande proportion ne nécessitant donc que peu d'investissements de renforcement) ;
- les renforcements supplémentaires nécessaires dans le scénario haut sont essentiellement (i) l'augmentation du nombre de rebours transport-transport et (ii) l'ajout de compresseurs sur des rebours distribution-transport existants qui sont moins coûteux que les premiers investissements de rebours. L'augmentation du nombre de zone avec un rebours reste en effet modérée (passant de 280 à 350 environ).

Figure 37. Comparaison de l'investissement unitaire moyen en distribution et transport par scénario





**Message 1 : L'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz décarboné nécessitera des investissements compris entre 6 et 9,7 Md€ d'ici 2050** en fonction des scénarios. L'effort d'investissement annuel correspondant (entre 200 et 300 M€ par an) reste raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 Md€ par an). Le coût unitaire par TWh injecté décroît avec le volume de production, et des économies d'échelle apparaissent à partir de 2040 dans tous les scénarios.

## 4. Identifier les infrastructures essentielles à la sécurité d'approvisionnement en gaz

### 4.1 Réseau de transport

#### 4.1.1 Architecture du réseau actuel

Le réseau de transport de gaz français est exploité par deux opérateurs distincts, GRTgaz et Teréga. Il se compose :

- **d'un réseau principal**, qui relie les points d'interconnexion avec les pays voisins (« points d'interconnexion réseau » ou PIR), les terminaux méthaniers (« point d'interface transport terminal méthancier » ou PITTM), les stockages, les plus grands consommateurs industriels et le réseau régional ;
- **d'un réseau régional**, qui permet d'acheminer le gaz depuis le réseau principal vers les consommateurs industriels et les réseaux de distribution.

Figure 38. Cartographie des réseaux de transport de gaz français



Le réseau français est ainsi connecté aux champs gaziers norvégiens (via Dunkerque), à la Belgique (Virtualys), à l'Allemagne (Obergailbach), à l'Italie via la Suisse (Oltingue) et à l'Espagne (Pirineos). La France dispose également de quatre terminaux méthaniers, situés à Dunkerque, Montoir et Fos sur mer. Fortement interconnecté, le réseau français joue ainsi un rôle important pour le transit du gaz en Europe. Le réseau principal permet donc à la fois le transit entre les pays tiers et l'usage domestique, tandis que le réseau régional sert quasi-exclusivement à assurer l'approvisionnement des consommateurs français.

Le réseau de transport est principalement composé de canalisations et de stations de compression, qui représentent plus de trois quarts de la base d'actifs régulés (BAR) des opérateurs. Le réseau régional représente environ 75 % des 37 000 km de canalisations du réseau de transport, tandis que la quasi-totalité des stations de compression sont situées sur le réseau principal. Certaines canalisations du réseau (environ 15 %) sont doublées, historiquement pour des raisons de dimensionnement ou de redondance.

	GRTgaz	Teréga
Stations de compression	26 <sup>54</sup>	6
Réseau	Réseau principal :	Réseau principal :
	7 904 km (dont 2 400 km doublés)	1 184 km (dont 630 km doublés)
	Réseau régional :	Réseau régional :
	24 623 km (dont 2 600 km doublés)	3 693 km (dont 500 km doublés)

Architecture et dimensionnement des infrastructures gazières

Le dimensionnement des infrastructures gazières est un des éléments permettant de contribuer à la sécurité d’approvisionnement. Les infrastructures gazières doivent ainsi permettre d’assurer la continuité d’acheminement notamment dans le cas d’une pointe de froid exceptionnelle ou en cas de défaillance de la plus grande infrastructure du système gazier. Certaines infrastructures doivent également répondre à d’autres spécificités. Ainsi, les caractéristiques et le positionnement du réseau de distribution permettent de répondre aux risques d’inondations liées aux crues. La localisation et le dimensionnement des stockages doit également réduire les risques de congestion et répondre aux besoins de modulation saisonnière.

En France, le chauffage représente aujourd’hui plus de 40 % de la consommation de gaz naturel. Les consommations les plus élevées sont ainsi observées en hiver, avec une variabilité importante selon les conditions de températures (le record de consommation a été atteint le 9 février 2012 avec 4 220 GWh/j, tandis que la consommation journalière peut descendre jusqu’à environ 500 GWh/j en été). Afin de pouvoir couvrir cette consommation même en cas d’hiver rigoureux, les réseaux de transport et de distribution de gaz ainsi que les stockages sont dimensionnés pour satisfaire la demande de gaz en cas de pointe de froid de trois jours successifs, tel qu’il s’en produit statistiquement tous les 50 ans (il s’agit de la « pointe au risque 2 % »).

Le système gazier est aussi dimensionné afin de pouvoir répondre à la demande en cas de défaillance de la plus grande infrastructure du système gazier (le point d’interconnexion Taisnières avec la Belgique) : les infrastructures restantes doivent ainsi être suffisantes pour couvrir un niveau de consommation exceptionnellement élevé se produisant avec une probabilité statistique d’une fois en vingt ans. Cela est encadré par le Règlement européen concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel (Règlement (UE) n° 2017/1938).

Enfin, le dimensionnement du réseau est progressivement adapté au développement de la production de gaz vert sur le territoire français. En effet, même si la plupart des sites de production sont raccordés au réseau de distribution, la construction d’ouvrages de rebours vers le réseau de transport peut s’avérer nécessaire si les renforcements du réseau de distribution ne permettent pas à la totalité du gaz vert injecté d’être consommée dans la zone de raccordement.

Les gestionnaires de réseau de transport établissent et mettent à jour régulièrement le plan de développement du réseau. Celui-ci permet notamment de s’assurer que le réseau de transport est dimensionné de manière adéquate : il précise les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, liste les projets d’investissement déjà décidés, identifie les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournit un calendrier prévisionnel pour tous les projets d’investissements.

Le réseau de transport français a historiquement été développé et dimensionné afin de permettre l’approvisionnement de la France en gaz produit principalement en Norvège, aux Pays-Bas et en Russie. Les infrastructures transfrontalières ont été construites en s’appuyant sur des procédures d’appel au marché (“open seasons”), permettant d’optimiser leur dimensionnement par rapport aux besoins des utilisateurs du réseau. La création d’une zone unique de marché, finalisée en 2018, a également été mise en œuvre en suivant une politique d’investissement optimisée, cohérente avec un schéma de flux d’approvisionnement dit « Nord-Sud ». La diminution des approvisionnements en gaz russe consécutive à l’invasion de l’Ukraine par la Russie a profondément fait évoluer ce schéma de flux. Bien que cela ait engendré des congestions physiques sur le réseau, le dimensionnement du réseau français semble aujourd’hui suffisant pour fonctionner dans un schéma de flux Sud/Nord.

<sup>54</sup> dont trois situées sur le réseau régional



### 4.1.2 Méthodologie

GRTgaz et Teréga ont réalisé des simulations visant à identifier les actifs nécessaires au fonctionnement du réseau en 2030 et en 2050, pour chacun des scénarios définis par la CRE et présentés en partie 2.

Pour réaliser ces simulations, les GRT ont tout d'abord défini, pour chacun des scénarios, plusieurs topologies du réseau comprenant :

- la localisation et les caractéristiques des canalisations du réseau principal ;
- les points d'entrée et de sortie du réseau ;
- les stations de compression ;
- les stations d'interconnexion ;
- la consommation et la production, regroupées géographiquement sous forme de « bulles » qui représentent ainsi de manière simplifiée le réseau régional.

Les simulations réalisées par les GRT permettent d'identifier, pour chaque topologie testée, si les limites du réseau sont atteintes, et si les besoins de flexibilité intrajournalières peuvent être satisfaits. Elles permettent ainsi d'identifier les actifs (canalisations ou stations de compression) qui ne seraient pas nécessaires au fonctionnement du réseau dans un scénario donné.

Un actif est ainsi considéré comme « libérable » si son absence n'impacte pas l'acheminement du gaz et si aucun client n'y est raccordé. En raison du caractère diffus de la consommation et de la production de gaz naturel sur le territoire français, les canalisations libérables sont ainsi principalement des canalisations doublées (la canalisation de plus petit diamètre est considérée comme libérable dans ce cas).

Lorsque plusieurs topologies du réseau (équivalentes en termes d'optimisation) étaient possibles pour un scénario donné, GRTgaz a choisi celle qui permettaient de libérer les canalisations dont la localisation était la plus intéressante **pour leur éventuelle réutilisation pour construire un réseau de transport d'hydrogène.**

Les simulations réalisées se sont concentrées essentiellement sur le réseau principal. GRTgaz a néanmoins estimé les stations de compression libérables également sur son réseau régional. S'agissant des canalisations doublées, les analyses sont plus difficiles et nécessitent une évaluation au cas par cas. En effet, bien qu'une partie du réseau régional soit aussi doublé, le nombre de canalisations libérables pourrait cependant être moins important que pour le réseau principal. En effet, certaines canalisations du réseau régional sont nécessaires au fonctionnement du réseau en cas de travaux, et des consommateurs peuvent être raccordés aux deux canalisations d'une partie doublée du réseau. Par ailleurs, dans l'ensemble des scénarios, l'intégralité du réseau régional (hors doublement) reste nécessaire pour évacuer la production de gaz vert.

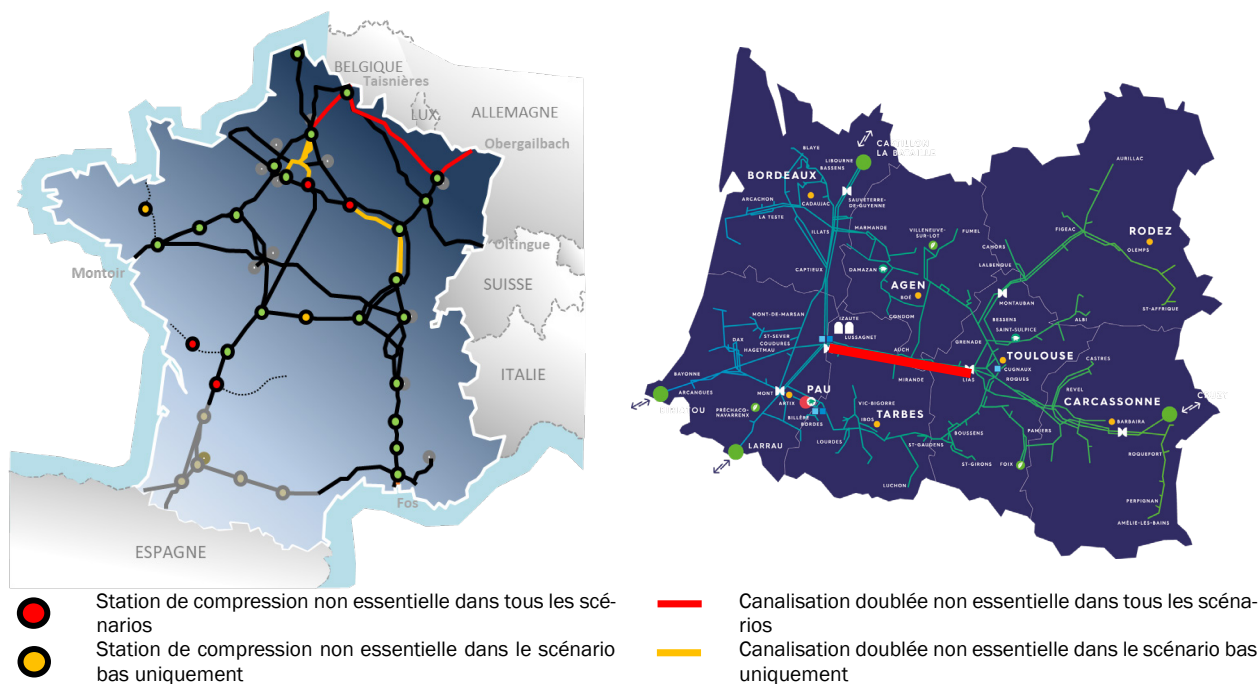
### 4.1.3 Architecture du réseau principal en 2030

A l'horizon 2030, certains actifs du réseau de transport ne seraient plus essentiels à l'acheminement du gaz, mais leur nombre reste limité. Les canalisations libérables dans tous les scénarios représentent environ 2 % de la longueur du réseau de transport (et 23 % des canalisations doublées du réseau principal). Les canalisations libérables sont principalement situées dans le Nord Est de la France, notamment en raison de la baisse des capacités d'entrée sur le réseau depuis la Belgique et l'Allemagne.

Les scénarios haut (GR) et médian (S3) permettent de libérer les mêmes actifs (environ 700 km de canalisations et quatre stations de compression, dont deux sur le réseau régional) : cela est cohérent avec leurs pointes, qui sont similaires à cette échéance.

Le scénario bas (S1) permet de libérer 350 km de canalisations supplémentaires sur le réseau principal ainsi que deux stations de compression supplémentaires, dont une sur le réseau régional.

Figure 39. Actifs libérables en 2030 sur le réseau principal de GRTgaz (gauche) et Teréga (droite)



Actifs « libérables » en 2030	GRTgaz			Teréga
	Scénario haut (GR)	Scénario médian (S3)	Scénario bas (S1)	Tous scénarios
Stations de compression (nombre)	4 <sup>55</sup>	4 <sup>56</sup>	6 <sup>57</sup>	0
Réseau principal (km)	550	550	900	150

Une analyse de sensibilité réalisée sur le scénario haut et prenant comme hypothèse l'existence d'un terminal méthanier au Havre et d'une capacité de sortie vers l'Allemagne (à hauteur de 100 GWh/j) montre que les seuls actifs libérables sur le réseau de GRTgaz seraient les deux stations de compression situées sur le réseau régional.

Ces analyses permettent ainsi d'identifier les premiers actifs qui pourraient devenir non essentiels à l'opération du réseau : une attention particulière devra ainsi être portée à la politique de maintien en service et de renouvellement de ce type d'actifs, afin de limiter les coûts échoués s'ils devaient être retirés de la base d'actifs régulés du réseau de transport. Leur éventuelle conversion à l'hydrogène pourra par ailleurs être étudiée.

#### 4.1.4 Architecture du réseau principal en 2050

Les analyses menées à l'horizon 2050 font logiquement apparaître un nombre d'actifs libérables plus important qu'en 2030, en raison de la baisse de la consommation à cette échéance. La structure du réseau principal ne devrait cependant pas évoluer fondamentalement, seules des canalisations doublées pouvant être libérées (les canalisations libérables représentent ainsi entre 38 % et 58 % du réseau principal doublé selon les scénarios et entre 3 et 5 % de l'ensemble du réseau de transport).

<sup>55</sup> dont deux situées sur le réseau régional

<sup>56</sup> dont deux situées sur le réseau régional

<sup>57</sup> dont trois situées sur le réseau régional



Figure 40. Actifs libérables en 2050 dans les scénarios haut (GR) et médian (S3) sur le réseau principal de GRTgaz (gauche) et Teréga (droite)

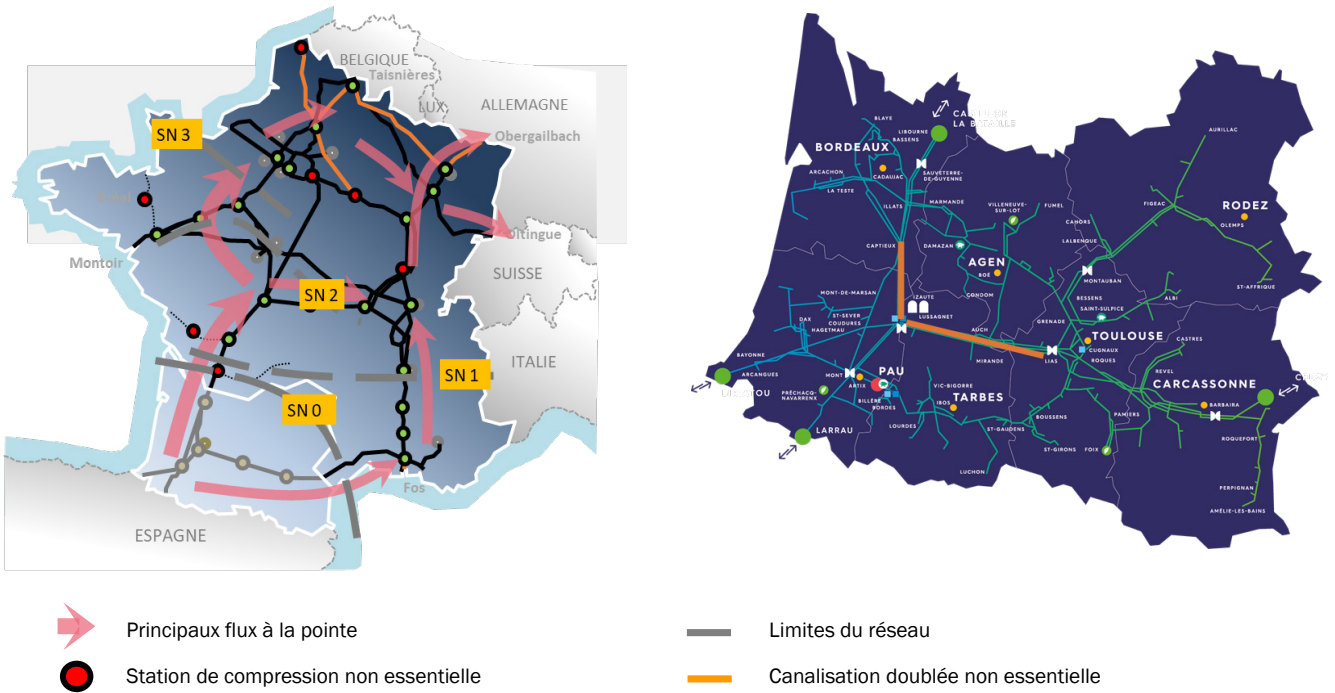
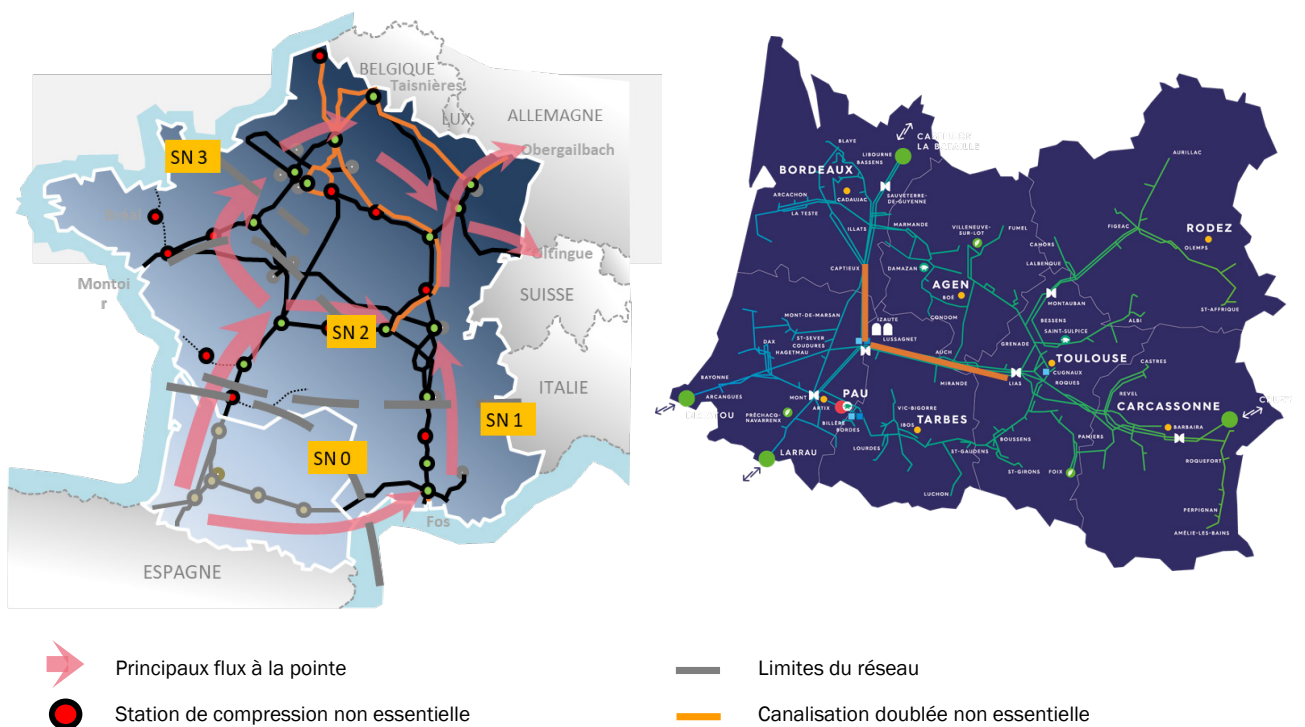


Figure 41. Actifs libérables en 2050 dans le scénario bas (S1) sur le réseau principal de GRTgaz (gauche) et Teréga (droite)





Actifs libérables en 2050	GRTgaz			Teréga
	Scénario haut (GR)	Scénario médian (S3)	Scénario bas (S1)	Tous scénarios
Stations de compression (nombre)	7 <sup>58</sup>	7 <sup>59</sup>	11 <sup>60</sup>	0
Réseau principal (km)	950	950	1 550	207

Historiquement, le gaz importé par les pays producteurs de gaz fossile entrainé sur le réseau français via les points d'interconnexion transfrontaliers avant de transiter sur le réseau principal et d'être acheminé jusqu'aux consommateurs finals via le réseau régional. Le développement d'unités de production de gaz vert sur le territoire français, raccordées aux réseaux de distribution ou au réseau régional de transport, suppose ainsi une inversion des flux. Le gaz produit sur le territoire français pourra ainsi avoir deux exutoires : une partie sera consommée localement, en transitant via les réseaux de distribution et le réseau régional, tandis que le reste de la production sera soit utilisée dans une zone de consommation plus lointaine, soit stockée pour une utilisation plus tardive, en remontant des réseaux de distribution et du réseau régional vers le réseau principal.

Ainsi, si les scénarios étudiés sont tous basés sur une adéquation à la maille annuelle entre les volumes de gaz produits et consommés sur le territoire français, cette consommation de gaz produit localement n'implique pas pour autant une sous-utilisation marquée du réseau principal de transport. En effet, celui-ci reste nécessaire en 2050 pour répondre aux déséquilibres géographiques et temporels entre la production et la consommation de gaz (flux entre les « bulles » de consommation et utilisation des stockages), pour gérer le besoin de flexibilité journalière et pour assurer le transit entre les pays tiers.

Les schémas de flux (historiquement orientés Nord/Sud dans une configuration d'approvisionnement incluant des imports de gaz russe) seront cependant amenés à évoluer, et seront fortement dépendants des déséquilibres entre la production et la consommation des différentes régions. Les flux structurants (à la pointe) seront ainsi orientés du Sud-Ouest vers le Nord-Est de la France, comme cela a été observé ces derniers mois avec la baisse des approvisionnements en gaz russe.

En particulier, la zone Teréga deviendrait ainsi exportatrice, ce qui suppose une utilisation du point d'interconnexion avec la zone GRTgaz à Cruzy plus élevée que la capacité contractuelle actuelle, sans pour autant nécessiter de renforcement d'actif en première analyse.

Figure 42. Flux entre les zones Teréga et GRTgaz à la pointe au risque 2 % dans le scénario haut



<sup>58</sup> dont trois situées sur le réseau régional

<sup>59</sup> dont trois situées sur le réseau régional

<sup>60</sup> dont trois situées sur le réseau régional



Plusieurs analyses ont été réalisées afin d'évaluer la sensibilité de ces résultats à certaines hypothèses utilisées dans les scénarios :

- implantation de quatre centrales CCG supplémentaires dans le scénario haut (GR) ;
- production de gaz vert constante à la pointe<sup>61</sup> (dans tous les scénarios) ;
- production annuelle de gaz vert sur le territoire français ne couvrant que 75 % de la consommation (dans tous les scénarios) ;
- ajout d'un terminal méthanier (d'une capacité de 300 GWh/j) supplémentaire à Dunkerque ;
- utilisation de l'hypothèse de pénétration des PAC hybrides du scénario médian (S3) dans le scénario haut (GR).

Ces analyses n'ont été réalisées à ce stade que sur le réseau de GRTgaz. A l'exception de celle portant sur le taux de pénétration des PAC hybrides, elles ne font pas évoluer les résultats des scénarios de référence.

La hausse du nombre de PAC hybrides dans le scénario haut entraîne une hausse mécanique du volume de la pointe au risque 2 %, ce qui limite le nombre d'actifs non essentiels à l'acheminement du gaz (seuls 540 km de canalisations sont ainsi libérables sur le réseau principal de GRTgaz, ainsi que cinq stations de compression).

***Analyse de l'impact du transit sur l'architecture du réseau***

Les GRT ont également réalisé des simulations en prenant comme hypothèse l'absence de flux de transit en 2050<sup>62</sup>. Dans cette configuration, un volume plus important d'actifs seraient libérables en 2050. Les canalisations libérables représentent ainsi entre 6 % et 7 % du réseau de transport (la totalité des doublages de canalisations de GRTgaz ne seraient ainsi plus nécessaires dans le scénario bas), tandis qu'environ la moitié des stations de compression pourraient être libérées.

Actifs libérables en 2050 dans la configuration « sans transit »	GRTgaz			Teréga
	Scénario haut (GR)	Scénario médian (S3)	Scénario bas (S1)	Tous scénarios
Stations de compression (nombre)	13 <sup>63</sup>	14 <sup>64</sup>	18 <sup>65</sup>	1
Réseau principal (km)	2 000	2 000	2 400	265

<sup>61</sup> La production de gaz vert est réduite de 10 % à la pointe au risque 2 % dans les scénarios de référence (cf. partie 2.6).

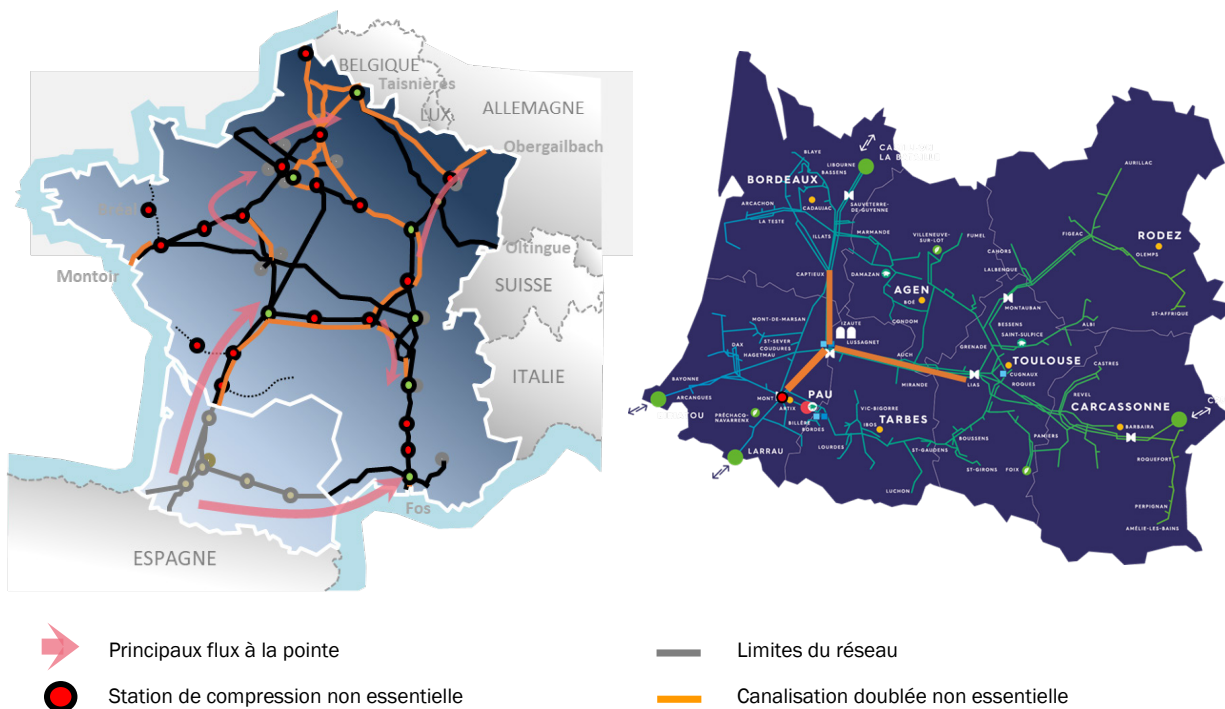
<sup>62</sup> Dans les scénarios de référence, des flux aux interconnexions sont nécessaires afin d'assurer le transit entre pays tiers et de répondre à des besoins ponctuels d'équilibrage ou de flexibilité du réseau français (cf. partie 2.7).

<sup>63</sup> dont trois situées sur le réseau régional

<sup>64</sup> dont trois situées sur le réseau régional

<sup>65</sup> dont trois situées sur le réseau régional

Figure 43. Actifs libérables en 2050 dans la configuration « sans transit » dans le scénario bas (S1) sur le réseau principal de GRTgaz (gauche) et de Teréga (droite)



Dans cette configuration, les flux à la pointe resteraient orientés du Sud-Ouest vers le Nord-Est de la France, même s'ils seraient moins importants en volume.

Si cette analyse de sensibilité permet d'identifier les actifs nécessaires uniquement aux flux de transit, leur mise hors service au regard du transport de gaz ne semble pas être une solution pertinente. En effet, la France devrait continuer à occuper une place importante dans le système gazier européen, en tant que pays de transit pour l'Ouest de l'Europe, et le maintien de capacités d'interconnexion et de transit permettra d'assurer le bon fonctionnement du marché européen du gaz. Par ailleurs, ces actifs permettront également de répondre aux besoins d'équilibrage et de flexibilité du réseau français, tout assurant un accès à des sources d'approvisionnement en cas d'aléa portant sur la production de gaz vert français, au bénéfice des consommateurs domestiques.

#### 4.1.5 Synthèse des résultats

Les simulations réalisées par les GRT permettent ainsi d'identifier le dimensionnement du réseau nécessaire dans tous les scénarios étudiés en 2050 :

- la structure du réseau principal de transport ne devrait ainsi pas évoluer fondamentalement, seules des canalisations doublées n'étant plus essentielles à l'acheminement du gaz à cette échéance (1 160 km, soit environ 3 % de la totalité du réseau de transport) ;
- certaines canalisations doublées du réseau régional pourraient également être libérables, mais une analyse au cas par cas serait nécessaire afin de s'assurer qu'elles ne comportent pas de raccordement clients et qu'elles ne sont pas essentielles au fonctionnement du réseau en cas de travaux. La proportion de canalisations doublées étant beaucoup plus faible sur le réseau régional que sur le réseau principal, ce volume éventuel n'augmenterait que très faiblement le volume d'actifs libérables déjà identifié.

En revanche, un nombre relativement important de stations de compression (environ 20 % du parc actuel au moins) ne serait plus essentiel au fonctionnement du réseau. Des stations de compression seront libérables aussi bien sur le réseau principal que sur le réseau régional.

Ces résultats sont surtout sensibles aux hypothèses ayant un impact sur la pointe de consommation. Dans le scénario bas un volume plus important d'actifs pourrait ainsi être libéré.

La libération de certains actifs pourrait, toutes choses égales par ailleurs, faire diminuer les coûts du réseau de transport (en supprimant les charges d'exploitation et de capital associées aux actifs concernées) : en 2022, la valeur dans la BAR des canalisations libérables dans tous les scénarios en 2050 était d'environ 450 M€. Elle pourrait cependant également impliquer des coûts échoués ou de démantèlement. Il convient cependant de noter que

pour les canalisations doublées, il pourrait exister une alternative au démantèlement puisque ces dernières pourraient être réutilisées dans le cadre du développement d'un réseau de transport d'hydrogène. Les conditions de réutilisation de ces canalisations seront étudiées ultérieurement par la CRE.

Par ailleurs, les résultats montrent que la topologie du réseau de transport ne sera pas très différente de celle du réseau actuel en 2050, la libération de canalisation ne concernant que des canalisations doublées (représentant entre 3 % et 5 % de la totalité du réseau). En première approche, les coûts de maintien et d'exploitation du réseau ne devraient ainsi pas diminuer de manière importante en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Les coûts d'intégration de la production de gaz vert pourraient même faire augmenter les charges des opérateurs du réseau (cf. partie 3). Conjugué à la baisse de la consommation de gaz, cela pourrait entraîner une hausse du coût unitaire de transport du gaz.

**Message 2 : Le réseau de transport de gaz actuel reste en très grande partie nécessaire** même en cas de baisse prononcée de la consommation, pour compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production. Les actifs « libérables » se concentrent sur le réseau de transport principal. Il s'agit de canalisations doublées qui représentent à horizon 2050 entre 3 et 5 % des km de canalisations de transport ainsi qu'au moins 7 stations de compression.

**Message 3 : Compte-tenu des plans énergie climat des pays avec lesquels la France est interconnectée, la France continuera à occuper une place importante dans le système gazier européen.** Les flux générés par le transit pour nos voisins européens nécessiteront de conserver un réseau surdimensionné par rapport aux seuls besoins nationaux. A l'horizon 2050, le maintien, sur le réseau principal, d'entre 2 et 3 % des canalisations globales et d'un peu moins d'un quart des stations de compression est rendu nécessaire par les besoins de

## 4.2 Stockage

### 4.2.1 Le stockage, un outil de sécurité d'approvisionnement permettant un ajustement temporel entre l'offre et la demande

En France, trois opérateurs (Storengy, Teréga et Géométhane) opèrent 11 sites de stockage de gaz (8 sites aquifères et 3 salins), représentant un volume utile d'environ 130 TWh et une capacité de soutirage de 2 200 GWh/j.

Les sites présentent des performances différentes de par leur nature géologique :

- 12 TWh de cavités salines<sup>66</sup> offrant des produits très rapides permettant de soutirer le volume de gaz sur une période courte ;
- 58 TWh de stockage dans des aquifères rapides<sup>67</sup> qui offrent un volume important. Ils permettent à la fois d'assurer la modulation saisonnière<sup>68</sup> et d'apporter de la flexibilité à plus court terme avec des soutirages pouvant varier au cours de l'hiver ;
- 60 TWh de stockage dans des aquifères lents<sup>69</sup> qui offrent un volume important permettant d'assurer la modulation saisonnière mais qui nécessitent un soutirage continu sur l'ensemble de l'hiver.

Globalement l'ensemble des stockages se remplissent durant l'été gazier du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, puis se vident au cours de l'hiver.

<sup>66</sup> Il s'agit des sites de Storengy à Etrez et à Tersanne/Hauterives, et du site de Géométhane à Manosque.

<sup>67</sup> Il s'agit des sites de Storengy à Beynes, à Gournay sur Aronde et à Saint-Illiers et du site de Teréga à Lussagnet/Izaute.

<sup>68</sup> La modulation saisonnière correspond à l'écart de consommation durant l'été ou l'hiver et la consommation annuelle moyenne.

<sup>69</sup> Il s'agit des sites de Storengy à Céré-la-ronde, à Cerville, à Chémery, et à Germigny-sous-Coulomb.

Figure 44. Emplacement des stockages de gaz français



La situation actuelle est le résultat d'une longue phase de développement, durant laquelle le réseau de transport a été dimensionné en intégrant les apports des stockages. En lissant les besoins d'approvisionnement en amont, les stockages ont permis d'optimiser la dimension des infrastructures servant à acheminer du gaz jusqu'au marché français. Les choix techniques opérés, avec une prédominance des stockages aquifères, ont été dictés par les caractéristiques du sous-sol français et l'absence de gisements déplétés qui constituent la technique privilégiée ailleurs en Europe.

Une grande part du gaz naturel est utilisée pour le chauffage, ce qui implique de fortes variations de consommation entre l'été et l'hiver. Le stockage participe donc fortement à l'ajustement entre l'offre et la demande. Ainsi, le soutirage des stockages représente environ 1/3 de la consommation hivernale (environ 90 TWh sur les 300 TWh consommés par hiver). Sur certaines journées, les stockages peuvent couvrir plus de la moitié des besoins.

#### 4.2.2 Un besoin de flexibilité du système gazier amené à évoluer

Deux paramètres permettent de dimensionner le parc de stockage nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement :

- le besoin de modulation saisonnière, c'est-à-dire l'écart entre les volumes consommés en hiver et la consommation moyenne, qui détermine la quantité de gaz qu'il faut avoir en stock pour équilibrer le bilan matière tout au long de l'hiver ;
- le besoin pour le passage de la pointe de consommation, qui détermine la capacité de soutirage maximum dont le système a besoin pour pouvoir faire face aux besoins ponctuels lors de pointes de froid.

#### **Le chauffage et la production électrique dimensionnent le besoin de stockage**

Comme indiqué précédemment, la modulation saisonnière et le besoin à la pointe de consommation actuels de la France découlent en grande partie de l'usage « chauffage ». Dans les scénarios retenus, une baisse de la consommation pour l'usage chauffage est observée dans les prochaines années sous l'effet notamment de l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments et des équipements de chauffage, de la sobriété adoptée par les usagers ou de l'électrification.

**Dans tous les scénarios, les volumes annuels et la part de l'usage chauffage dans la consommation globale sont amenés à reculer, ce qui conduit mécaniquement à une réduction de la modulation saisonnière de la consommation.**



La production électrique contribue également à créer un fort besoin de modulation du système gazier impactant particulièrement le besoin à la pointe. Il existe dans ce domaine une incertitude sur le besoin de flexibilité du système électrique à moyen/long terme. Le gaz pourra néanmoins encore être mobilisé à moyen terme et reste une option crédible à long terme.

**Le système doit anticiper une réduction ou une disparition des flexibilités disponibles de l’approvisionnement d’ici 2050**

Les importations par gazoduc et sous forme de GNL peuvent aujourd’hui s’adapter pour répondre au besoin de modulation saisonnière et à la pointe de consommation. Les importations sont ainsi structurellement 10 % plus importantes en hiver.

La production de gaz vert est au contraire relativement stable au cours de l’année et n’offre pas ou peu de flexibilité. Pour les bilans à la pointe, la présente étude fait l’hypothèse que la baisse des températures conduit à un recul de la production nationale de 10 % au moment de la pointe car la production de gaz vert est réduite en cas de très faibles températures. En conséquence, la production nationale de gaz vert ne devrait pas offrir la même flexibilité que les sources d’approvisionnement actuelles. A l’inverse, elle pourrait être impactée négativement par une baisse de la disponibilité d’intrants, par exemple en cas de conditions climatiques défavorables pour les cultures dédiées. Dans le sens opposé, une production nationale dimensionnée au niveau de la consommation annuelle moyenne pourrait conduire à des excédents de gaz en cas d’hiver doux.

Le dimensionnement du système devra donc être suffisamment résilient et flexible pour résister à ces nouveaux aléas.

**Les autres enjeux à moyen terme pour les stockages**

Le développement d’une consommation d’hydrogène pourrait conduire à des besoins de stockage et donc à l’émergence d’un usage concurrent à l’usage actuel des infrastructures de stockage souterrains de gaz.

Par ailleurs, le biométhane issu de la méthanisation contient plus de d’oxygène que le gaz naturel. Le gaz vert produit par méthanation peut contenir une part d’hydrogène. La feuille de route de la filière prévoit que les stockages puissent accepter 30 % de biométhane à l’horizon 2030. Des travaux se poursuivent pour aller au-delà de ces spécifications à plus long terme.

**4.2.3 Une baisse plus ou moins prononcée du besoin de stockage dans tous les scénarios**

**Evolution du besoin de modulation saisonnière**

*Hypothèses*

Les capacités de stockage doivent permettre de répondre au surcroît de consommation hivernale. Pour évaluer le volume de stockage nécessaire dans les différents scénarios, les gestionnaires ont simulé le besoin de modulation :

- lors d’un hiver froid tel qu’il s’en produit 1 fois tous les 50 ans ;
- en cas de succession d’un tel hiver froid avec un hiver froid tel qu’il s’en produit tous les 10 ans.

Pour estimer ce besoin, des hypothèses de répartition de la consommation entre l’hiver et l’été ont été prises, en fonction de l’observation des comportements actuels et de l’évolution envisagée des usages du réseau.

**Figure 45. Hypothèses relatives à l’inter saisonnalité des consommations**

	Dépendance au climat	Hiver	Eté
Bâtiment	Température	70 %	30 %
PAC hybrides	Température	100 %	0 %
Industrie	Saison	48 %	52 %
Mobilité	Saison	49 %	51 %
Production électrique	Saison et température	57 %	43 %

Côté production, la production de gaz vert est considérée stable tout au long de l’année, ce qui correspond à une production de 41 % en hiver et de 59 % en été.



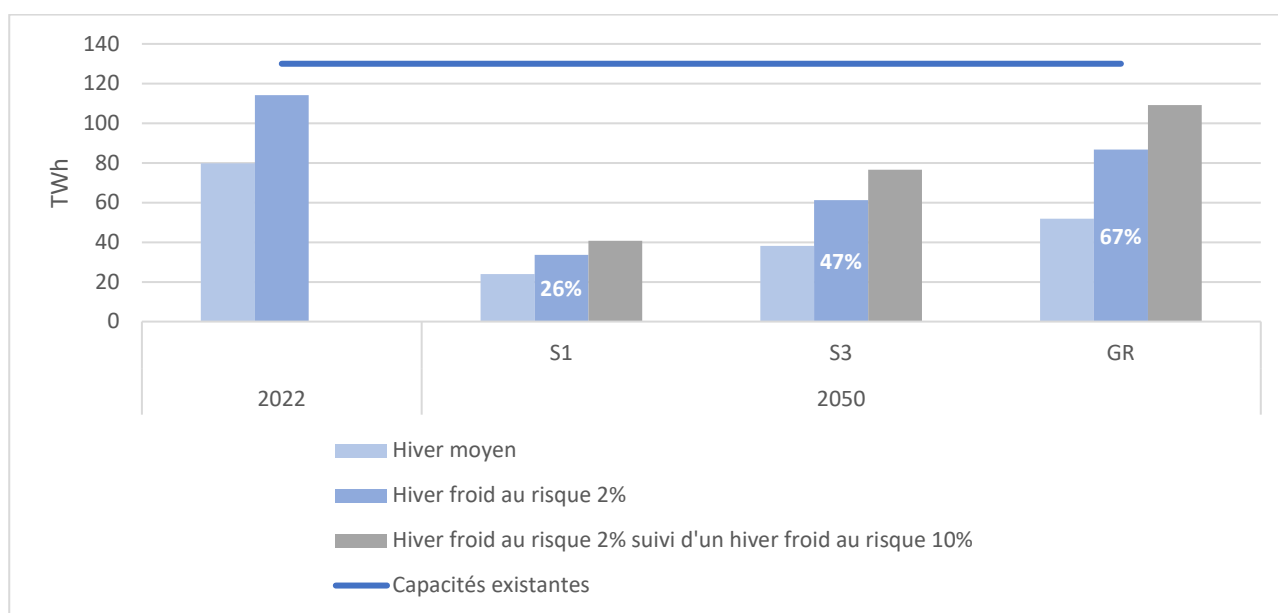


Des exportations sont par ailleurs considérées jusqu'à 2040 avec une légère augmentation en hiver (+10 % par rapport à la moyenne annuelle).

Résultats

Tenant compte de ces hypothèses, en 2050, le besoin pour la modulation saisonnière, pour le passage d'un hiver tel qu'il s'en produit tous les 50 ans, représente entre 2/3 et 1/4 des capacités existantes en fonction des scénarios. Une succession d'hiver froid accroît par ailleurs le besoin.

Figure 46. Evolution du besoin de volume de stockage pour répondre à la modulation saisonnière (TWh)<sup>70</sup>



Le cyclage des stockages est également un enjeu à l'avenir. Les stockages aquifères nécessitent d'injecter et de soutirer très régulièrement la majorité des volumes stockés pour permettre de maintenir leur performance. Dans les scénarios étudiés, le cyclage des stockages aquifères est limité. Un hiver moyen conduirait à un cyclage de seulement 50 à 60 % des capacités.

Evolution du besoin à la pointe de consommation

Hypothèses

Les capacités de stockages doivent également permettre d'assurer l'approvisionnement lors d'une pointe de consommation telle qu'il s'en produit 1 tous les 50 ans.

Pour le bilan à la pointe, il est fait l'hypothèse que les baisses de température conduisent à une réduction de la production nationale de 10 % pendant ces périodes.

Jusqu'en 2040, si les capacités de stockages existantes ne suffisent pas à assurer le passage de la pointe, un recours additionnel aux importations est considéré avec les limites suivantes :

	2030	2040
Norvège (PIR Dunkerque)	100 % des capacités existantes	50 % des capacités existantes
Espagne (PIR Pirineos)	90 % des capacités existantes	40 % des capacités existantes
GNL	90 % des capacités existantes	40 % des capacités existantes

Ces importations brutes sont ensuite réduites de 360 GWh/j correspondant à des exportations vers l'Allemagne et la Suisse.

En 2050, il est fait l'hypothèse d'absence de recours aux importations nettes pour assurer la consommation nationale lors de la pointe. Autrement dit, les importations éventuelles servent uniquement à assurer les exportations.

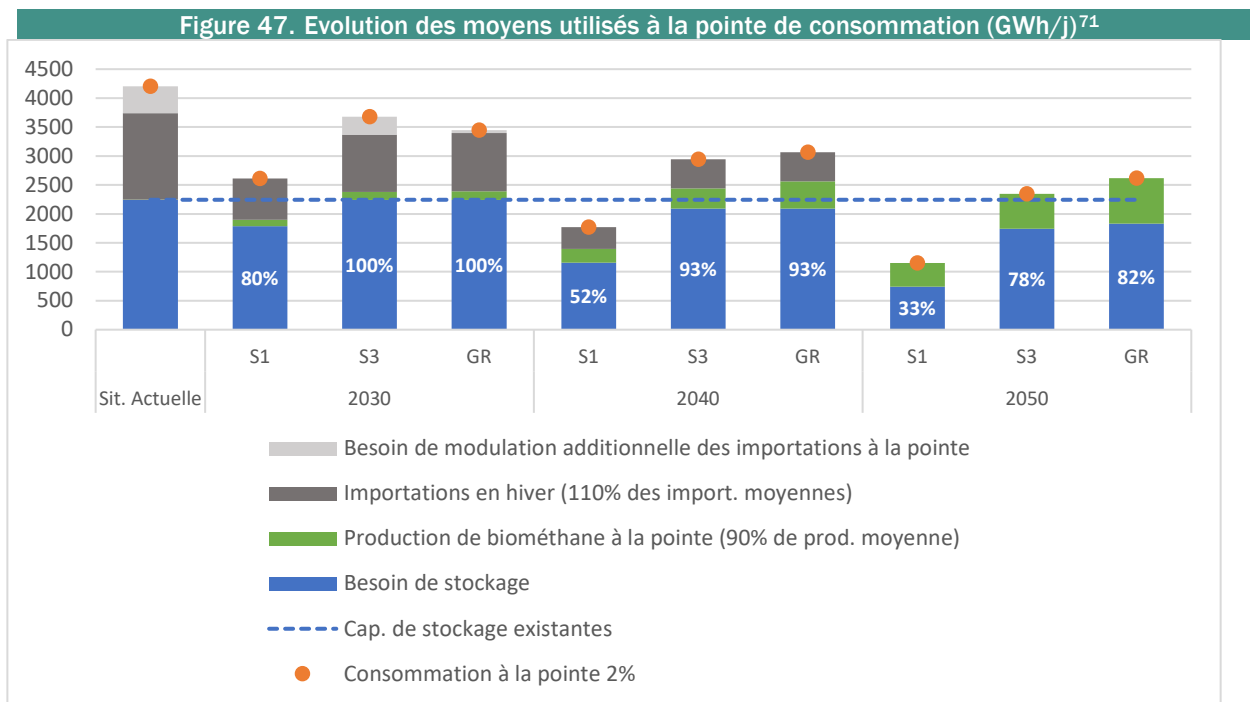
<sup>70</sup> Pourcentages par rapport aux capacités existantes



Résultats

Dans les scénarios S3 et GR le maintien des capacités existantes de soutirage apparaît nécessaire jusqu'en 2040. Le besoin est inférieur de 7 % par rapport aux capacités existantes en 2040 et d'environ 20 % en 2050.

Le scénario S1 conduit à une baisse importante du besoin à la pointe dès 2030. Il est inférieur de 20 % par rapport aux capacités existantes en 2030 et de 67 % en 2050.



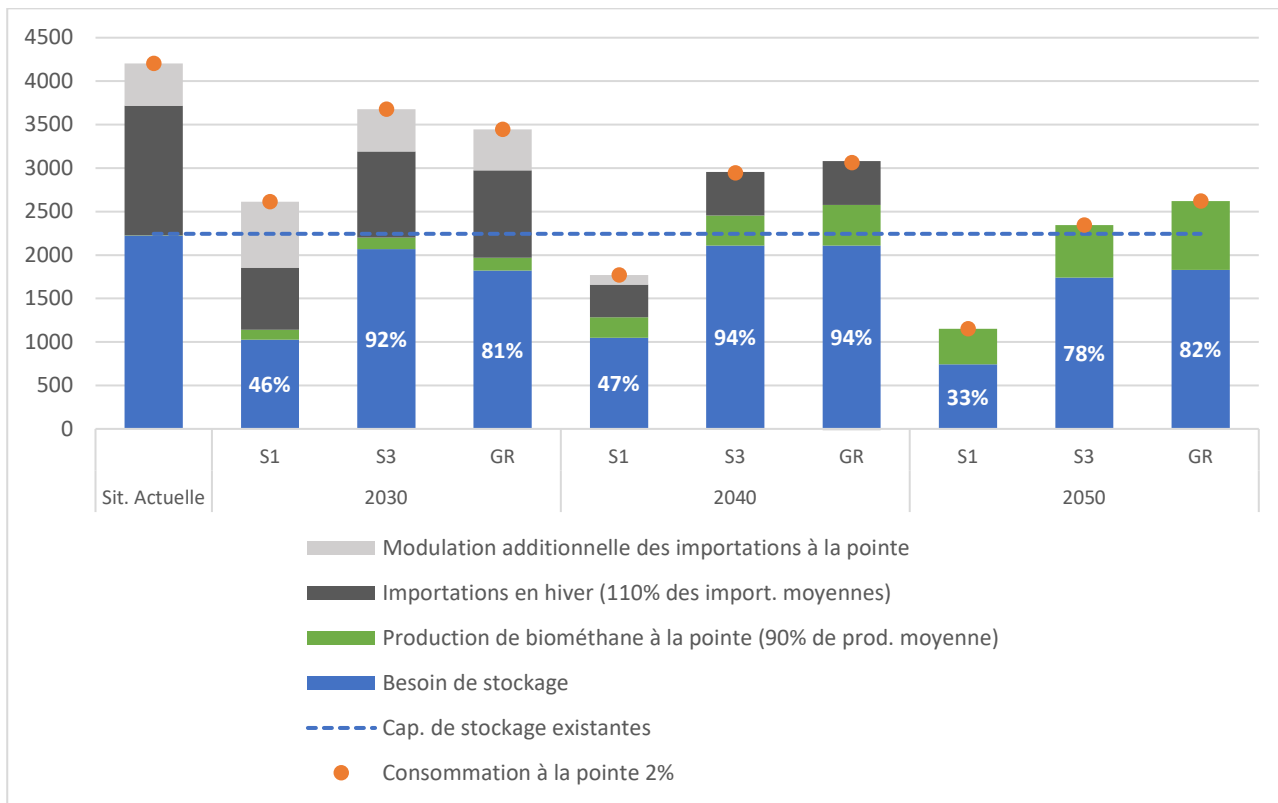
Les besoins de soutirage des stockages à la pointe en 2030 et 2040 présentés ici font l'hypothèse d'un recours au stockage en priorité par rapport à une augmentation conjoncturelle des importations au moment de la pointe. Ce choix permet de maximiser le niveau de sécurité d'approvisionnement en dépendant le moins possible d'importations dont la nature du gaz (carboné ou non) n'est pas forcément garantie.

Si le choix inverse était fait, le besoin de stockage à la pointe serait plus faible que le niveau actuel en 2030 pour tous les scénarios. Néanmoins cette approche conduirait à retenir une prévision de performance des stockages en 2030 inférieure à celui de 2040, ce qui n'est guère réaliste. Enfin, ce choix n'a que peu d'influence sur le parc de stockage à maintenir, qui serait alors dimensionné essentiellement par la modulation saisonnière.

<sup>71</sup> Pourcentages par rapport aux capacités existantes



Figure 48. Evolution du besoin de soutirage à la pointe de consommation (GWh/j) en cas de recours accru aux importations jusqu'en 2040<sup>72</sup>



**Conséquences de l'évolution du besoin de stockage sur le parc de stockage**

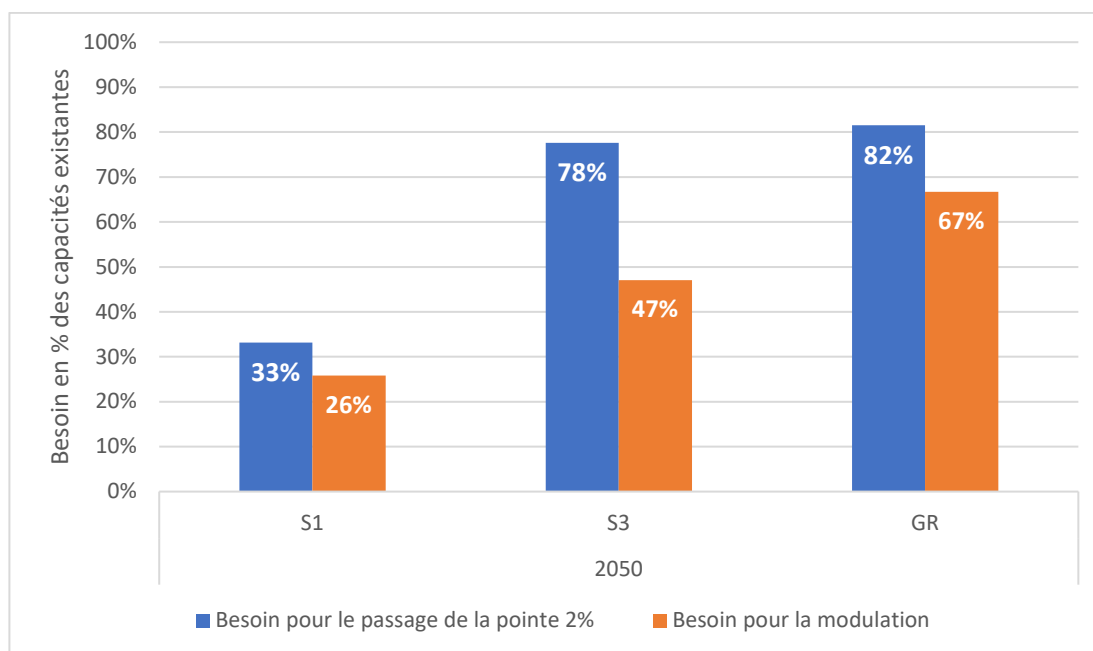
En 2050, l'ensemble du parc ne sera plus nécessaire et cela dans l'ensemble des scénarios. La décroissance du besoin est progressive.

La baisse du besoin de stockage s'accompagne de l'émergence progressive d'un nouveau besoin d'utilisation des stockages d'avantage orienté par le besoin de pointe que par la modulation saisonnière. Le maintien d'un volume utile suffisant apporte néanmoins certains bénéfices notamment pour compenser des aléas pluriannuels sur la production de gaz vert (par exemple une ou plusieurs années de sécheresse).

<sup>72</sup> Pourcentages par rapport aux capacités existantes



Figure 49. Evolution du besoin de stockage par rapport aux capacités existantes



L'étude permet de montrer que les stockages salins et les aquifères rapides, qui offrent un débit important pour un volume faible ou modéré, sont théoriquement les plus adaptés pour répondre au besoin du système à long terme. Ils présentent une durée (nombre de jours pour soutirer l'ensemble du gaz stocké) de 25 jours pour les salins et entre 60 et 90 jours pour les aquifères rapides.

L'utilité future des stockages les moins performants n'est pas établie dans le cas d'une baisse importante de la consommation. Ces stockages aquifères, qui ont une durée de 160 jours, nécessitent d'injecter et de soutirer très régulièrement la majorité des volumes stockés pour permettre de maintenir leur performance. La baisse du besoin de modulation pourrait empêcher la réalisation de ce cyclage régulier. Storengy considère néanmoins que les contraintes de cyclage doivent être appréciées site à site en fonction des performances recherchées, qu'une gestion de ces contraintes au niveau du périmètre global de stockage voire qu'un recours à un cyclage « artificiel » permettrait de contourner cette difficulté à horizon 2050.

**Message 4 :** La plus faible flexibilité annuelle de la production de gaz vert entraînera un changement du profil d'utilisation des stockages, dont le dimensionnement sera de plus en plus orienté par le besoin à la pointe. **Ce besoin de performance de soutirage à la pointe baisse néanmoins entre 18 % et 67 % à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.** L'intégralité du parc actuel de stockage ne restera donc pas nécessaire. Il conviendra néanmoins de conserver un volume utile suffisant pour permettre de faire face à des aléas pluriannuels.

#### 4.2.4 Une compétition d'usage avec le stockage d'hydrogène

Le développement d'un besoin de stockage d'hydrogène pourrait conduire à l'émergence d'un usage concurrent à l'usage actuel des infrastructures de stockage souterrains de gaz.

En l'état actuel des connaissances<sup>73</sup>, seuls les stockages salins peuvent être utiles à la fois pour le stockage de méthane et d'hydrogène. Les décisions concernant l'avenir des stockages de gaz seront donc influencées par la prise en compte de cet effet. L'étude a permis de construire en conséquence deux stratégies :

**Stratégie 1 :** Au périmètre du système gazier, les cavités salines devraient demeurer parmi les stockages les plus utiles jusqu'en 2050. Dans cette stratégie, le choix est naturellement fait d'un recours prioritaire aux stockages les plus performants pour le CH<sub>4</sub>.

- Tous les stockages, sauf le site de Germigny, sont nécessaires dans le scénario GR.
- Tous les stockages, sauf le site de Germigny et la moitié du site de Chémery, sont nécessaires dans le scénario S3.

<sup>73</sup> La faisabilité technique de la conversion à l'H<sub>2</sub> des stockages aquifères est néanmoins à l'étude (en particulier sur Izaute pour Teréga)

- Seuls les stockages salins et Lussagnet sont nécessaires dans le scénario S1.

**Stratégie 2 :** En visant un objectif de conversion au stockage d'hydrogène de nombreuses cavités de stockages salins, il est possible de recourir aux stockages aquifères pour les besoins du CH<sub>4</sub>. Ainsi :

- Dans les scénarios S3 et GR, le stockage salin d'Etrez reste utile pour assurer le fonctionnement du réseau, dans le cas contraire des investissements de renforcement du réseau sont probablement nécessaires. Les autres sites de stockages salins peuvent être convertis à l'hydrogène.
- Le volume d'aquifères nécessaire est bien plus important que dans la stratégie 1 même s'il est réduit par rapport à aujourd'hui :
  - dans le scénario S3, il est possible de se passer de Lussagnet ou Chémery ;
  - dans le scénario S1, des fermetures supplémentaires peuvent être envisagées.

**Message 5 :** Le parc de stockage optimal pour le méthane (CH<sub>4</sub>) n'est pas le même que le parc de stockage dans une vision prenant en compte l'hydrogène car les stockages en cavités salines sont (i) les seuls qui pourront accueillir de l'hydrogène, (ii) mais sont également ceux qui permettent de répondre au mieux aux besoins en 2050 du système gazier.

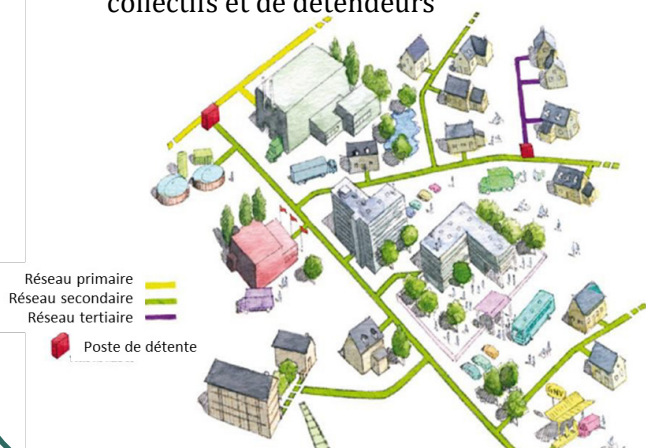
Pour répondre aux besoins potentiels de stockage de l'hydrogène en évitant des investissements non efficaces pour la collectivité, **il pourrait être pertinent de convertir les salins en priorité à l'hydrogène.** Néanmoins la conversion devra être prudente en s'assurant que le système CH<sub>4</sub> peut se passer du stockage salin considéré et en s'appuyant sur un besoin de stockage H<sub>2</sub> avéré. Toute conversion avant 2030 semble imprudente quel que soit le scénario retenu.

Par ailleurs, dans les scénarios haut et médian, le stockage salin d'Etrez serait nécessaire pour le CH<sub>4</sub>, il semble donc pertinent de conserver une partie des stockages salins pour le CH<sub>4</sub> même après 2030.

### 4.3 Réseaux de distribution

#### 4.3.1 Un parc relativement jeune et sans besoin de renouvellement à horizon 2050

- 200 000 km de réseau au périmètre GRDF
- 15 000 postes de détente
- 11 millions de compteurs
- 7 millions de branchements individuels et collectifs et de détenteurs



Le réseau de distribution se situe à 95 % sur le territoire de desserte de GRDF. Une vingtaine d'ELD, de taille variable, ont la charge de l'exploitation des 5 % restants. Certaines d'entre elles constituent des gestionnaires de réseau (GRD) de rang 2, c'est-à-dire que leur territoire de desserte est alimenté via le réseau d'un autre GRD. Au total, environ 80 % des Français habitent dans une commune reliée au réseau de gaz naturel.

Pour répondre à des exigences réglementaires, GRDF a engagé ces dernières années un certain nombre de programmes de renouvellement de ses réseaux. Seuls environ 5000 km de canalisations (2,5 % du réseau) nécessiteront encore des investissements spécifiques pour répondre à ces exigences.

Du fait de ces campagnes récentes de renouvellements d'ampleur des ouvrages, le parc de GRDF est relativement jeune :

- réseaux et branchements (70 % de la BAR de GRDF) : 50 % des ouvrages ont été mis en service après 2000, 75 % après 1990 ;
- postes de détente (1 % de la BAR) : 50 % des ouvrages ont été mis en service après 2003, 75 % après 1994 ;
- les compteurs (1 % de la BAR), du fait du déploiement de Gazpar, ont à 75 % moins de 10 ans.

L'âge moyen des canalisations exploitées par GRDF est ainsi de 28 ans, et 83 % du réseau a été construit ou renouvelé à partir des années 1980. En particulier, le remplacement des réseaux acier par du polyéthylène (PE) permet d'envisager une durée de vie d'exploitation plus longue des canalisations, d'au moins 50 ans en moyenne.

Outre les investissements programmés et prévus par la loi (pour les canalisations, environ 5 000 km à renouveler), le réseau ne nécessite donc pas d'investissements de renouvellement massifs avant 2050 et après. Le rythme actuel de renouvellement des réseaux (300 km par an) et des branchements (30 000 branchements ou conduites d'immeubles/ colonnes montantes (CI/CM)<sup>74</sup> sur 11 millions de clients) devrait ainsi rester stable. Sur les branchements, ces renouvellements ne sont envisagés qu'en cas de dommages aux ouvrages ou de problème de sécurité avéré.

Ces éléments ne tiennent pas compte de décisions réglementaires très récentes (remplacement des régulateurs par exemple) ou à venir qui pourraient nécessiter une hausse des investissements, qui ne serait pas nécessairement efficace.

### 4.3.2 Une structure de réseau qui sera, dans les décennies à venir, dimensionnée pour la production de gaz vert

La modélisation des scénarios à l'échelle du réseau global de distribution à l'horizon 2050 ne permet pas d'apprécier de manière fine, et à l'échelle locale, les impacts d'une baisse de la consommation de gaz sur le réseau (effet de la perte de clients, opportunités d'abandon d'ouvrages...). En effet, ces simulations ont montré que :

- la capacité de livraison des réseaux ne sera pas un facteur dimensionnant pour les investissements du GRD : compte-tenu des investissements de renouvellements/sécurisation évoqués ci-dessus, le réseau de GRDF est relativement jeune et la question de renouveler le réseau en le dimensionnant plus faiblement pour prendre en compte la baisse de la pointe au risque 2 % ne se posera pas dans les faits ;
- par ailleurs, à l'échelle nationale, c'est le volume de gaz vert injecté qui sera dimensionnant : certaines canalisations (maillages) ne répondront qu'au besoin d'évacuation du gaz vert et non au passage de la pointe.

### 4.3.3 L'étude de plusieurs zones représentatives pour mieux apprécier les impacts locaux d'une baisse de la consommation de gaz

Pour compléter cette analyse nationale, la CRE a ainsi étudié avec GRDF et GreenAlp les possibilités de réaliser des simulations sur des **zones spécifiques et représentatives de la diversité des typologies de réseau des GRD**.

Ce volet « Analyses locales » de l'étude vise, à la lumière de l'état du réseau à :

- justifier les résultats des simulations nationales à travers des illustrations pratiques ;
- évaluer les impacts d'une baisse de la consommation de gaz pour les réseaux selon les caractéristiques des zones sélectionnées ;
- étudier les opportunités d'abandon des ouvrages de gaz sous l'angle opérationnel et économique.

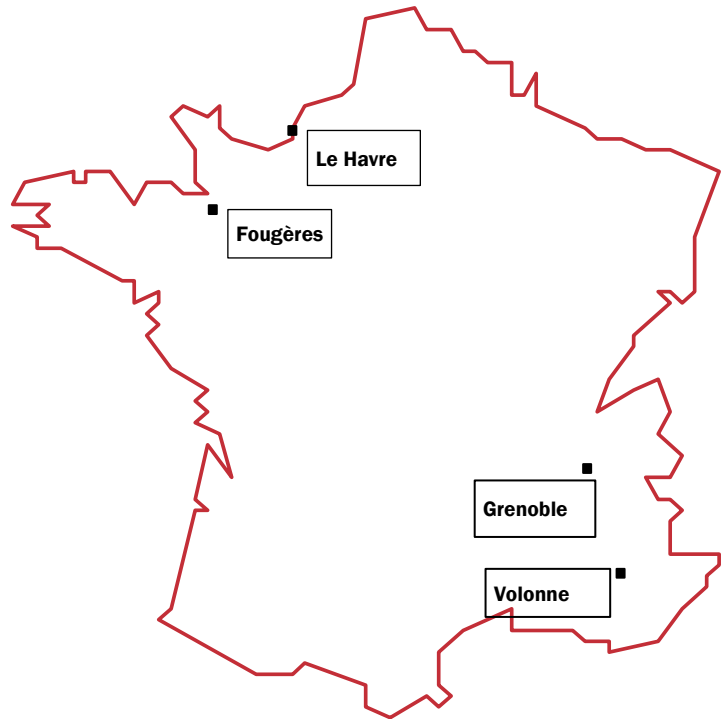
<sup>74</sup> Article 195 de la loi n° 2022-217 du 21 février 2022 relative à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale, dit « loi 3DS ». Cet article prévoit le transfert de propriété des canalisations de gaz situées entre le réseau public de distribution et l'amont du compteur (les CI/CM et les dérivations individuelles) aux collectivités territoriales propriétaires des réseaux publics de distribution de gaz lorsque ces parties ne sont pas déjà intégrées dans la concession. Cette intégration dans le périmètre de concession ne devrait pas nécessiter de programme d'investissement dédié sur le territoire de GRDF : les surcoûts estimés par GRDF sont essentiellement une augmentation des charges d'exploitation sur la période 2024-2027, pour réaliser notamment des visites de bon fonctionnement.



Outre les effets sur le réseau gazier, ces focus locaux permettent également d'amorcer une réflexion multi-énergies, en estimant par exemple les potentiels reports de pointes du fait de la conversion des usages par secteur.

Les zones sélectionnées correspondent à :

- une zone riche en potentiel de production de gaz vert et un réseau de distribution historiquement peu développé, donc sujet à potentiellement beaucoup de maillages et de raccordements : **Fougères** ;
- une zone urbaine avec une consommation résidentielle/industrielle importante en gaz dans laquelle une baisse globale de la demande a été projetée : **Le Havre** ;
- une zone à faible voire zéro production de gaz vert, « zone blanche » dans la projection de la France maillée de GRDF : **Volonne** ;
- une zone dont le développement d'un réseau de chaleur urbain (RCU) impactera fortement le réseau de distribution de gaz : **Grenoble**.



#### Méthodologie des analyses locales

Pour chaque zone identifiée, il est appliqué un protocole d'analyse consistant à :

- mener un **diagnostic** de la zone, en particulier sur les facteurs suivants :
  - l'historique de consommation de gaz et du nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de distribution et l'état du portefeuille client du GRD à date ;
  - l'analyse locale du dynamisme de la production de biométhane (gisement identifié, production actuelle, projets en file d'attente) ;
  - la présence de facteurs d'influence (réseau de chaleur urbain classé, tissu industriel, ...).
- **Perspectives 2030** :
  - identifier les problématiques connues et spécifiques à la zone qui pourront impacter la distribution de gaz naturel à horizon 2030 ;
  - construire un ou plusieurs scénarios crédibles sur la zone à horizon 2030 en fonction du portefeuille local de consommateurs et du potentiel de production de gaz vert et réaliser sur cette base une première projection du réseau de gaz à 2030.
- **Etude 2050** :
  - réaliser un ou plusieurs scénarios fictifs mais cohérents avec les scénarios nationaux et les spécificités de la zone permettant d'illustrer des situations potentiellement impactantes pour le réseau de distribution de gaz ;
  - projeter le réseau gazier nécessaire à cet horizon.

## Focus sur Fougères

### Intérêt de la zone

La zone de Fougères (située dans le département d'Ille et Vilaine - 35) présente un double intérêt avec d'une part une faible consommation historique de gaz, et donc d'une infrastructure locale de gaz de faible ampleur, et d'autre part un potentiel de production de gaz vert très élevé, qui supposera la mobilisation d'un volume important d'investissements de renforcement du réseau d'ici à 2050. A cet égard, la zone fournit un éclairage complémentaire aux zones de Volonne, du Havre et de Grenoble (présentées ci-après) et permet de valider à l'échelle locale, les résultats du modèle national élaboré par GRDF pour mesurer les coûts d'intégration des gaz verts.

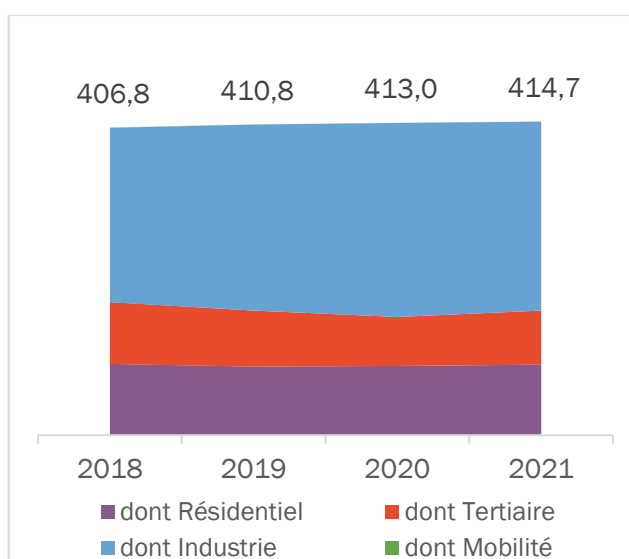
### Diagnostic

#### Consommation :

La zone de Fougères comprend 9 500 PCE en 2021, dont 90 % de résidentiels. Le volume de consommation est cependant dominé par l'industrie (250 GWh sur 415 GWh consommés sur la zone en 2021). Parmi les clients industriels, deux clients du secteur agroalimentaire (équarrissage et laiterie) représentent à eux seuls 60 % de la consommation industrielle de la zone et 35 % de la consommation totale. La consommation est stable ces dernières années. La zone de Fougères dispose également d'un RCU desservant plusieurs blocs d'immeubles d'habitation collective. Ce RCU est alimenté au gaz par une chaufferie et une centrale à cogénération gaz, sans qu'un projet d'extension ne soit identifié à date.

La zone est donc exposée à la baisse de sa capacité d'accueil si les industriels basculaient leurs process vers d'autres énergies, comme le propane (installation prête ou adaptation peu coûteuse) ou la biomasse avec maintien du gaz en appoint-secours.

Figure 50. Consommation sur la zone de Fougères en GWh



#### Production :

La zone de Fougères connaît une dynamique de production soutenue. Le seul potentiel de méthanisation déterminée dans l'étude Solagro est estimé à 800 GWh/an. GRDF a fait des hypothèses de développement des autres filières de production sur la zone pour réaliser les simulations. Ce potentiel est réparti sur plusieurs dizaines d'installations sur la zone (notamment sur des exploitations agricoles), ce qui supposera de réaliser de nombreux investissements de réseaux de collecte des gaz verts, qu'il s'agisse de raccords, de maillages ou de rebours.

### Problématiques spécifiques

La principale problématique identifiée sur la zone de Fougères réside dans la réalisation d'investissements de renforcement du réseau pour accueillir le potentiel élevé de production de gaz vert sur la zone, compte tenu du très fort potentiel local. En revanche, à l'horizon 2030, la consommation de la zone est considérée comme relativement stable, les industriels de la zone ayant surtout la capacité de procéder à des arbitrages court terme plutôt que d'engager un processus pérenne de changement d'énergie. A horizon 2050, plusieurs sensibilités ont été testées sur le niveau de consommation, pour étudier les variations de volumes d'investissements requis.

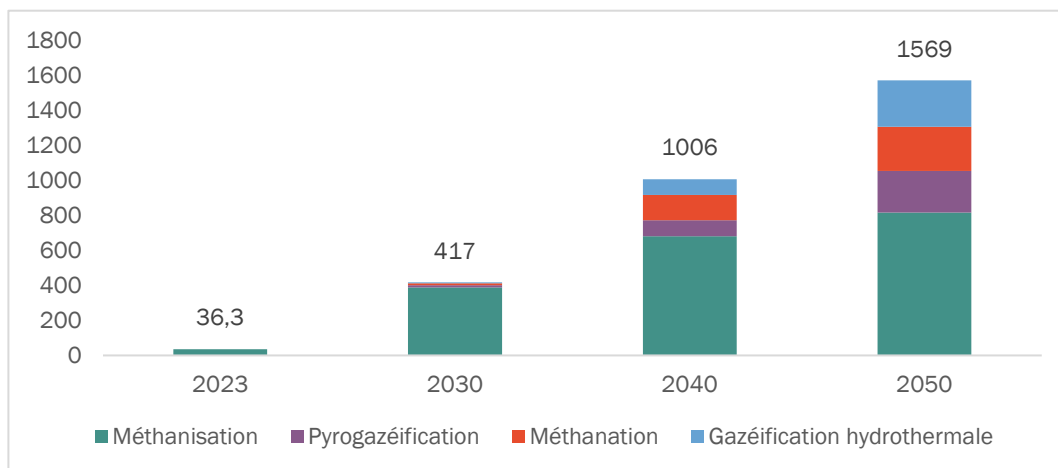
Ainsi, la zone de Fougères a principalement donné lieu à des simulations d'investissements de renforcement du réseau gazier, afin de tester la cohérence entre le développement spécifique de la zone et le modèle national élaboré par GRDF et présenté dans la partie 3. Il s'agit notamment de comparer les inducteurs nationaux aux résultats de l'étude locale, comme la longueur moyenne des raccords, la réalisation des économies d'échelle avec l'intégration d'un volume croissant de gaz, ou encore le nombre de maillages et de rebours requis.

## Projection de la production à 2030 et 2050

En plus du potentiel de méthanisation lié au potentiel Solagro mentionné plus haut, GRDF a fait des hypothèses de développement des autres filières de production sur la zone (pyrogazéification, méthanation, gazéification hydrothermale).

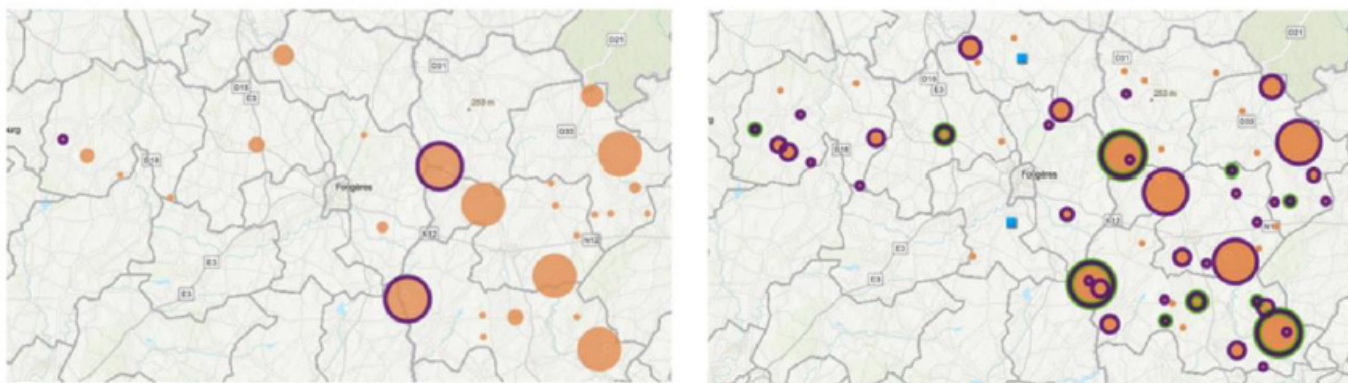
Le potentiel de production de gaz vert étudié correspond à une dynamique similaire au scénario haut et s'élève ainsi à 1,6 TWh/an en 2050. Comme on le constate dans le modèle national, le potentiel de méthanisation est principalement réalisé à l'horizon 2040, tandis que les autres filières, moins matures, se développent entre 2040 et 2050. La moitié du potentiel de production totale est portée par la méthanisation.

Figure 51. Projection de l'évolution de la production de gaz vert sur la zone de Fougères sur le réseau de distribution (GWh)



GRDF a modélisé la répartition géographique des projets, à partir de la cartographie actuelle des sites référencés et d'hypothèses par filière de production, sur le zonage de Fougères. A titre d'exemple, GRDF a fait l'hypothèse d'une taille moyenne de projets de méthanisation de 13 GWh/an, soit une taille plus faible que celle du modèle national, mais plus proche du constaté local. Cette taille moindre est justifiée par le caractère diffus des sites de production, la méthanisation sur la zone de Fougères étant marquée par la prédominance d'une multitude de petites exploitations agricoles. La répartition géographique des projets sur les mailles d'exploitation se répartit comme suit :

Figure 52. Gisements considérés sur la zone de Fougères à horizon 2030 (à gauche) et 2050 (à droite)



- pour la méthanisation (cercles orange), GRDF a modélisé l'emplacement théorique des projets correspondant au potentiel de production cible, en choisissant prioritairement de les placer sur les plus grosses installations agricoles ;
- pour la méthanation (cercles violets), le scénario fait l'hypothèse d'un adossement à 100 % à la méthanisation, en l'absence de site industriel pertinent pour concevoir un projet de méthanation industrielle. Les projets ont été localisés en priorité sur les plus gros sites de méthanisation existants ;
- la gazéification hydrothermale (cercles verts) est considérée comme adossée à certaines unités de méthanisation existantes, afin de valoriser les digestats issus de la méthanisation ;

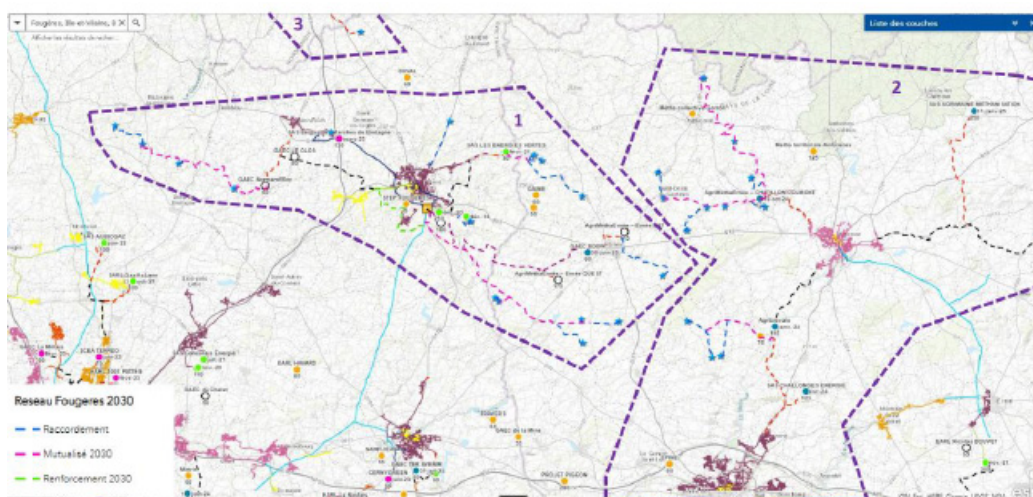
- la pyrogazéification (carrés bleus), qui devrait se développer sur un nombre plus limité de projets, a été placée au centre de deux cantons de la zone, à proximité de la ville de Fougères, en cohérence avec les hypothèses nationales qui se fondent sur la localisation des centres de tri de déchets.

A l'horizon 2050, cette méthode permet de simuler et de localiser un volume de production cohérent avec les projections du modèle national pour la zone de Fougères (1 545 GWh/an localisés, contre 1 569 GWh/an selon le modèle national).

### Etude réseaux 2030 et 2050

A partir de ces hypothèses de localisation des projets, GRDF a choisi de modéliser les investissements de réseaux nécessaires autour de trois « mailles » d'exploitation, c'est-à-dire sur un périmètre qui dépasse la zone de Fougères (zone 1) et s'étend sur celui de Laval-Mayenne à l'est (zone 2 dans la figure 53) et sur celui d'Avranches au nord (zone 3 dans la figure 53), afin d'optimiser le schéma des tracés. Cette démarche s'écarte donc de l'application du cadre du droit à l'injection tel qu'en vigueur aujourd'hui mais permet d'optimiser les longueurs de réseaux nécessaires à l'injection de ces projets, notamment les longueurs de maillages. Tous les projets sont ainsi localisés sur le zonage de Fougères, et concrétisent donc le potentiel de production identifié, mais certains ouvrages de réseaux sont référencés sur l'un ou l'autre de ces zonages voisins.

Figure 53. Mailles d'exploitation considérées pour les études réseaux.



Ces données ont été mises en perspective avec l'état actuel du zonage de Fougères : concernant le volume de production, sont considérés en 2023 les projets connus au registre, excluant le potentiel diffus ; concernant les investissements déjà mobilisés, sont considérés les raccordements des projets connus, les maillages validés depuis la création du zonage jusqu'aux maillages inscrits pour validation par la CRE en 2023, et le rebours déjà validé par la CRE début 2023.

Figure 54. Evolution des investissements réseaux et des coûts associés sur la zone de Fougères

	2023		2030		2050	
	Nombre	Montants	Nombre	M€	Nombre	M€
Raccordements	48 km	4,1 M€	172 km	17,2 M€	288 km	28,8 M€
Maillages	1,1 km	0,3 M€	12 km	1,2 M€	48 km	4,8 M€
Rebours distribution-transport	1 rebours	2,8 M€	2 rebours 1 comp <sup>75</sup> .	7,5 M€	5 rebours 5 comp.	23,1 M€
<b>Total</b>	<b>49,1 km</b>	<b>7,2 M€</b>	<b>184 km</b>	<b>25,9 M€</b>	<b>336 km</b>	<b>56,7 M€</b>
<i>GWh/an injectés</i>		36,3		419		1 545
<i>Investissement unitaire moyen par GWh de production annuelle k€/GWh</i>				62		37

Dans le scénario de référence étudié sur la zone, les investissements totaux nécessaires pour accueillir la production de gaz vert sur la zone sont estimés à 26 M€ en 2030 et à 57 M€ en 2050. Tous les projets cartographiés sont bien référencés sur le zonage de Fougères, mais un certain nombre d'investissements réseaux seront imputés sur le zonage d'Avranches (zone 3) et sur le zonage de Laval (zone 2).

**Les km de réseaux supplémentaires constituent un accroissement non négligeable du réseau total de la zone, qui ne compte aujourd'hui que 223 km de réseaux. Cela représente une hausse de 150 % du linéaire de réseau à l'horizon 2050.**

Les investissements de rebours distribution-transport sont particulièrement élevés dans la zone de Fougères, au regard de la différence entre le faible volume de consommation local (414 GWh/an considéré stable sur les différentes échéances dans le scénario de référence) et le potentiel de production très important (1,6 TWh en 2050), qui suppose plus qu'ailleurs de multiplier les exutoires hors de la zone pour évacuer le gaz produit. En effet, à l'horizon 2050, 5 rebours sont nécessaires ainsi que 5 compresseurs complémentaires pour remonter la production sur le réseau de transport.

L'évolution des coûts unitaires d'investissement met en évidence un potentiel d'économies d'échelle, l'investissement unitaire moyen par GWh de production annuelle injectée sur le réseau de distribution passant de 62 k€/GWh en 2030 à 37 k€/GWh en 2050. Ce constat corrobore les conclusions de l'étude nationale, qui mettent en évidence des économies d'échelle progressives à mesure de la hausse des niveaux d'injection de gaz vert et un coût unitaire d'investissement moyen s'élevant à 35 k€/GWh injecté sur le réseau de distribution en 2050.

La CRE a demandé à GRDF de réaliser une étude de sensibilité afin de mesurer l'impact des différents scénarios de consommation sur le volume estimé d'investissements nécessaires. Cette étude met en évidence que la projection du scénario S1 en 2050, sur le seul niveau de la consommation, supposerait une capacité de rebours supplémentaire de 65 GWh/an<sup>76</sup> (+7 %), pour un surcoût de 1,3 M€ en 2050. Les km de réseaux supplémentaires nécessaires ne sont eux pas du tout sensibles aux hypothèses de consommation à horizon 2050.

<sup>75</sup> Compresseur supplémentaire ajouté sur un rebours existant

<sup>76</sup> 714 Nm<sup>3</sup>/h



Focus sur le Havre

**Intérêt de la zone :**

La seconde zone sélectionnée pour faire l'objet d'une étude locale est la zone du Havre (située dans le département de la Seine-Maritime - 76). Cette zone concentre plusieurs problématiques récurrentes rencontrées dans le cadre de l'étude, comme le développement de nouveaux usages du gaz, notamment assurantiels, via le déploiement du réseau de chaleur urbain, mais aussi une présence de sites industriels dont la consommation de gaz est structurante pour l'équilibre économique du zonage, au sens du ratio entre investissements de renforcement et volumes de biométhane injecté (I/V).

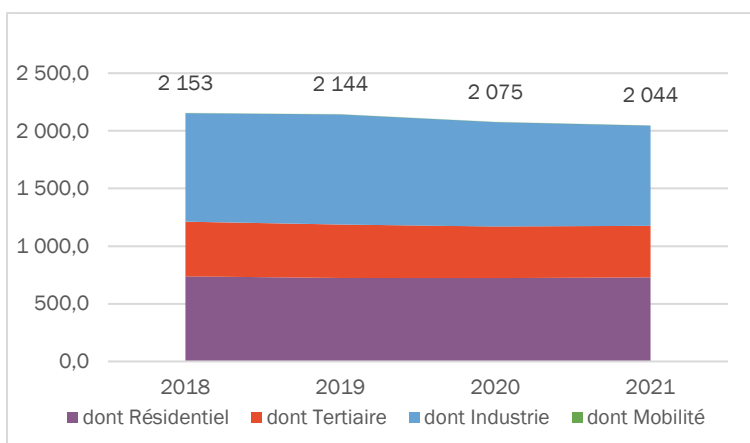
**Diagnostic**

Consommation

La zone du Havre concentre tous les secteurs d'activités, avec prédominance du secteur industriel (40 % de la consommation totale de gaz). Les consommations ces 3 dernières années sont en légère baisse (-1 % à - 2 % par an en moyenne), sans perte récente de gros consommateur.

Le plus gros client industriel est une verrerie, qui représente à lui seul 250 GWh de consommation annuelle, soit

Figure 55. Répartition de la consommation réalisée par secteur dans la zone du Havre (GWh)



30 % des consommations industrielles et 12 % de la consommation totale de la zone. Le secteur industriel comprend aussi des sites de chimie lourde et de pétrochimie, de traitement de déchets, d'enrobés routiers et d'agroalimentaire.

Cinq stations de cogénération et/ou de production de chaleur sont raccordées au réseau de GRDF, pour un total de 220 GWh/an, et alimentent deux réseaux de chaleur urbains ainsi qu'un réseau de vapeur dans la zone industrielle. Ces cinq sites représentent à eux seuls 25 % de la consommation industrielle de la zone, soit 10 % de la zone. Le réseau de vapeur dans la zone industrielle sera également développé, par le biais de la construction d'une centrale biomasse qui desservira à la fois le réseau de chaleur urbain et le ré-

seau de vapeur industriel. Le réseau de vapeur devrait étendre son emprise à des clients industriels aujourd'hui desservis au gaz.

Production

La zone du Havre ne présente pas de potentiel majeur de gaz vert issu de la méthanisation. L'étude Solagro a estimé un potentiel de production de 245 GWh/an à l'horizon 2050 sur le zonage, qui comprend 6 cantons dont la commune du Havre. A date, seuls deux projets de méthanisation sont en cours d'étude sur la zone, pour un potentiel cumulé de 41 GWh/an.

Un seul projet de pyrogazéification (Salamandre) est référencé à ce jour, mais serait a priori raccordé sur le réseau de transport au vu de son niveau d'injection.

**Perspectives 2030**

Problématiques spécifiques à la zone pouvant influencer sur l'évolution de la consommation

**Le réseau de chaleur urbain :** La commune du Havre est concernée par l'arrêté du 26 avril 2022 relatif au classement des réseaux de chaleur et de froid. Plus généralement, une partie significative des clients résidentiels devraient basculer vers l'un des réseaux de chaleur urbains de la zone à court ou moyen terme. Selon GRDF, les RCU du Havre font l'objet de projets d'extension à horizon 2024 et verront leur emprise augmenter dans le centre-ville. Les chaufferies collectives résidentielles et les bâtiments tertiaires situés dans leur emprise devraient ainsi sortir du réseau gazier, mais pas les clients individuels. C'est notamment le cas de la plupart des résidences de





l'OPHLM (Offices Publics d'Habitations à Loyer Modéré), des bâtiments d'une entreprise et de certains établissements publics. GRDF indique que les RCU sont prévus pour absorber jusqu'à 200 GWh de production de chaleur. La création de quatre nouvelles stations de production de chaleur, prévues pour accompagner le développement du réseau de chaleur urbain, s'accompagnera donc de consommations de gaz en appoint, en particulier l'hiver (30 % en appoint en moyenne annuelle). Le potentiel de bascule vers le RCU s'élève donc à 140 GWh/an, soit 70 % des 200 GWh.

**La consommation industrielle :** comme indiqué plus haut, le secteur industriel représente 40 % de la consommation de la zone du Havre. Le potentiel de bascule vers d'autres énergies constitue donc une hypothèse structurante pour l'avenir des réseaux de gaz locaux. En l'occurrence, le réseau de vapeur va être développé grâce à la construction d'une nouvelle centrale biomasse dans la zone industrielle. Ce réseau, dont la capacité de production thermique est de 135 GWh/an devrait capter plusieurs clients industriels actuellement alimentés au gaz. Toutefois, la qualité de la vapeur produite est insuffisante pour certains clients, comme la chimie lourde qui devrait rester au gaz. De plus, les clients se raccordant au réseau de vapeur devraient conserver le gaz soit en appoint-secours, soit pour une part annexe de leur process.

Selon GRDF, le potentiel de bascule des clients industriels reste donc incertain, et possiblement limité, d'une part du fait de l'électrification des process industriels, qui présente aujourd'hui des défis technologiques et économiques, et d'autre part du fait d'une production de vapeur qui pourrait être insuffisante pour absorber toute l'activité industrielle éligible au raccordement au réseau de vapeur industriel.

**Scénario de consommation à 2030**

GRDF a procédé à l'estimation de la consommation de la zone à 2030 par secteur, en affinant les hypothèses structurantes définies plus haut. GRDF a ensuite modélisé deux scénarios « Min » et « Max » par secteur afin d'estimer les bornes basses et hautes de la consommation à cet horizon.

Pour construire le sous-scénario « Min », l'ensemble des hypothèses certaines sont appliquées et les hypothèses incertaines pour certains secteurs sont appliquées de sorte à minimiser la consommation de gaz espérée à cette échéance (par exemple, incertitudes sur l'implémentation d'une station GNV, de la conversion de l'usage process d'un industriel important dans la zone, ...).

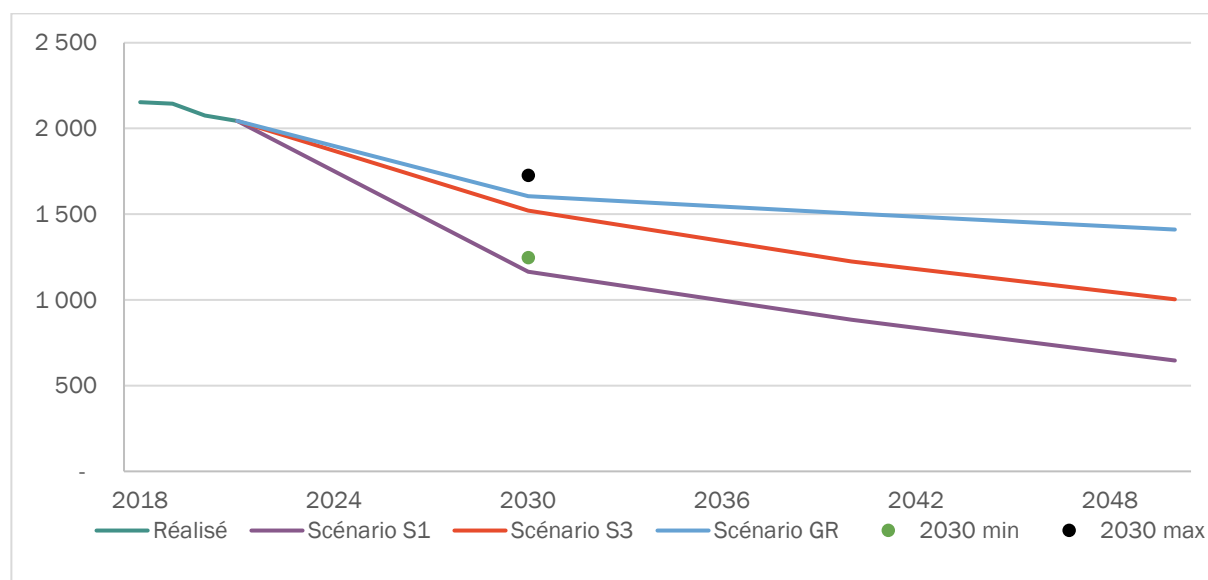
Pour construire le sous-scénario « Max », l'ensemble des hypothèses certaines sont appliquées et les hypothèses incertaines pour certains secteurs sont appliquées de sorte à maximiser la consommation de gaz espérée à cette échéance.

Secteur	Hypothèses
Industrie	<p>Analyse unitaire des 22 plus gros consommateurs de la zone : usage, potentiel d'électrification du process, risque de fermeture, emplacement géographique. Perte des 2 clients en cours de fermeture connue.</p> <p><u>Variation Min-Max</u> : perte ou maintien des fours à gaz de la verrerie pour le process industriel, et maintien dans tous les cas de l'alimentation du site pour le chauffage ; bascule des clients industriels (hors industrie lourde) sur le réseau de vapeur ou non ; gains d'efficacité énergétique accentués ou non.</p>
Tertiaire	<p>Perte de tous les clients tertiaires &gt; 50 MWh/an et résidentiels collectifs sur le tracé des RCU actuels et des extensions connues d'ici 2030, à hauteur de 140 GWh/an (au total avec les clients résidentiels). Les 30 % restants, soit 60 GWh/an, sont consommés en appoint secours par les 4 nouvelles centrales de production de chaleur desservant le RCU).</p> <p>Application du décret tertiaire s'agissant des baisses de consommation pour les clients &gt; 300 MWh/an.</p> <p><u>Variation Min-Max</u> : respect des baisses de consommation prescrites par le décret tertiaire à 25 % ou 50 %.</p>
Résidentiel	<p>Perte des clients résidentiels collectifs et tertiaires sur le tracé des RCU actuels et des extensions connues d'ici 2030, à hauteur de 140 GWh/an au total. Les 30 % restants, soit 60 GWh/an, sont consommés en appoint secours par les 4 nouvelles centrales de production de chaleur desservant le RCU).</p> <p><u>Variable Min-Max</u> : efficacité énergétique plus ou moins accentuée, à parc de clients projeté équivalent.</p>



Mobilité	Construction d'une station GNV de 12 GWh/an sur le réseau de distribution (projet déjà identifié).  <u>Variation Min-Max</u> : construction ou non de 2 stations GNV additionnelles.
----------	--

Figure 56. Evolution de la consommation sur la zone du Havre à horizon 2030 : comparaison entre les dynamiques locales et la projection des scénarios nationaux (GWh)



Le graphique ci-dessus (figure 56) met en évidence la proximité des scénarios Min (1 246 GWh, soit - 40 % par rapport à 2021) et Max (1 726 GWh, soit - 16 % par rapport avec 2021) locaux avec les transpositions des scénarios S1 (1 164 GWh) et GR (1 605 GWh).

### Impact réseau à 2030

#### Méthodologie

Afin de modéliser les conséquences sur le réseau de l'évolution de la consommation, il convient avant tout d'identifier les clients susceptibles de sortir du gaz à cet horizon. Seul ces clients peuvent en effet conduire à rendre certaines parties du réseau inutiles.

Les deux scénarios se caractérisent par une différence de volume consommé. Néanmoins, cette différence de volume est portée essentiellement par des trajectoires différentes de sobriété. Dans les deux scénarios, le volume de clients susceptibles de sortir du gaz est similaire et représente une baisse de consommation de - 12 % par rapport à 2021. GRDF a sélectionné ces points de la manière suivante :

- pour les clients résidentiels collectifs et tertiaires sur l'emprise prochaine connue du réseau de chaleur : les points de consommation ont été sélectionnés sur la zone par ordre décroissant de consommation (c'est-à-dire, les grosses copropriétés en priorité) et par tirage aléatoire complémentaire, sur le logiciel de simulation de GRDF « Carpathe » ;
- pour les clients industriels : 2 clients en cours de fermeture connue et 6 autres clients dont le risque de bascule vers une autre énergie, comme le réseau de vapeur, est considéré comme élevé (à hauteur de 95 GWh/an).

#### Résultats

A l'échelle de la zone du Havre, le réseau de structure représente environ 30 % du linéaire total de la zone : cette partie du réseau est la moins susceptible d'être abandonnée tant qu'il reste des consommateurs raccordés dans la zone.

**Dans le cas de déracordements de consommateurs, des éléments du réseau de desserte (70 % du linéaire total sur la zone) peuvent selon les configurations être abandonnés.** Deux cas de figures peuvent se présenter :

- dans le cas d'une canalisation « simple », la sortie du gaz d'un point de consommation peut entraîner un abandon de réseau seulement si aucun point actif résiduel ne se situe en aval ;

- dans le cas d'une rue « bi-canalisée », c'est-à-dire où deux canalisations parallèles permettent de desservir deux côtés de la rue, GRDF peut procéder à des bascules de branchements afin d'abandonner l'une des deux canalisations.

A partir de ces hypothèses, GRDF a estimé le volume d'ouvrages réseaux susceptibles d'être abandonnés à horizon 2030 :

	Points de consommation	Mètres linéaires
Résidentiel et tertiaire	152	2 539
Industriel	8	1 245
Total	160	3 784

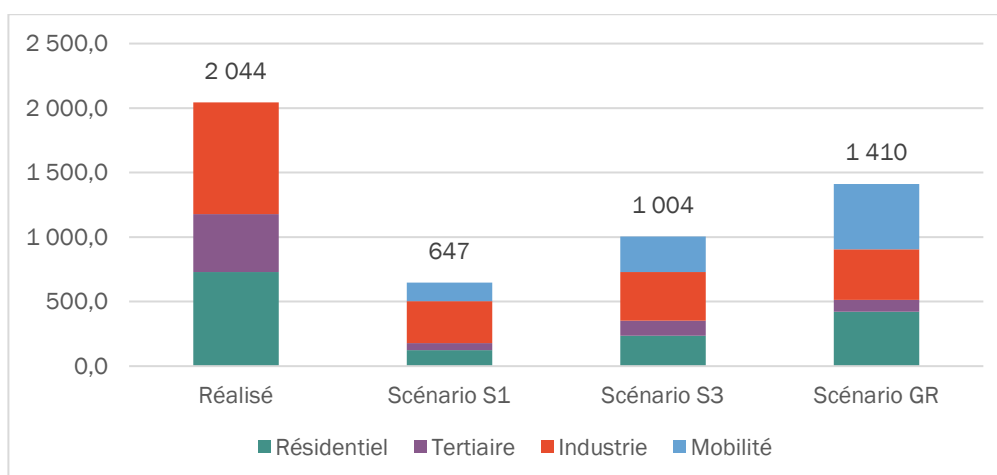
Au total, 3,8 km de réseaux pourraient être abandonnés, soit 0,4 % des 977 km du réseau de la zone du Havre. La part de réseau susceptible d'être abandonnée est donc faible par rapport au volume perdu de clients et de gaz acheminé. **A fortiori, GRDF analyse que l'extension de l'emprise du RCU, sur 98 rues du centre-ville, supposera le maintien du réseau de gaz sur au moins 36 de ces rues, soit à cause du maintien de clients résiduels, soit à cause du réseau de structure servant à acheminer d'autres secteurs de la ville.**

Au sein de ces 3,8 km, 2/3 est en polyéthylène et 1/3 en acier. Le réseau en polyéthylène est plus récent : il a été posé à 80 % après 2001, et comprendrait donc une valeur nette résiduelle positive en 2030, outre sa durée d'exploitation considérée comme plus longue par GRDF du fait de la solidité du matériau. Le réseau en acier est plus ancien et a été posé en intégralité avant 1985. Le risque de coût échoué se concentre donc sur la part « abandonnable » du réseau en polyéthylène de la zone.

### Etudes spécifiques à plus long terme : étude 2050

A l'horizon 2050, la transposition sur la zone du Havre des trois scénarios de l'étude nationale met en évidence une réduction de la consommation entre 30 % (Scénario GR) à 68 % (scénario S1).

Figure 57. Evolution de la consommation par secteur et par scénario en 2050 (GWh)



#### Méthodologie :

Pour poursuivre et approfondir l'étude réseaux réalisée à 2030, GRDF a modélisé l'impact de plusieurs hypothèses sur la consommation locale et sur les ouvrages de réseaux. A l'échelle d'un quartier du Havre, les hypothèses suivantes ont été étudiées :

- Poursuite du développement du RCU et bascule de tous les clients résidentiels collectifs et tertiaires du périmètre sur ce dernier ;
- Électrification de toutes les maisons individuelles du quartier ;
- Électrification de toutes les chaufferies collectives hors RCU du quartier ;
- Électrification de 50 % des appartements avec usage chauffage individuel gaz et de 50 % des tertiaires dans le quartier.

Ces hypothèses donnent lieu à la perte de 70 % des points de consommation et à 89 % de la consommation du quartier. Il s'agit donc d'une perspective dégradée par rapport aux hypothèses du scénario le plus bas (S1), qui projette la perte de 68 % du volume de consommation par rapport aux niveaux de 2021.

### Résultats :

Comme pour l'étude 2030, GRDF a mesuré l'impact de ces hypothèses sur les ouvrages de réseaux de la zone.

Dans ce scénario, 946 PCE des 1 400 PCE du quartier seraient abandonnés, soient près de 70 % des clients. Cela correspond à un total de 509 branchements, plusieurs PCE pouvant être référencés au sein d'un même immeuble desservi par un seul branchement. Ces PCE représentent un potentiel de perte de 36 GWh de consommation sur les 40 GWh consommés en 2021, soit 89 %.

Type d'ouvrage	Quantité
Branchements	509 unités
Réseaux	2 547 mètres

Le linéaire de réseau « abandonnable » associé à cette perte de consommateurs est estimé à 2 547m, soit seulement 34 % du linéaire du réseau à l'échelle du quartier du fait de la présence de 300 clients résiduels, répartis de manière hétérogène sur une quarantaine de rues.

Le rapport entre la perte de consommation locale et le linéaire de réseau susceptible d'être abandonné est donc également défavorable, et ce malgré l'échelle restreinte du quartier.

### Etude de cas : la sortie du gaz à Zurich en Suisse

#### Le dialogue entre confédération, communes, cantons et opérateurs

En Suisse, le marché du gaz et les infrastructures gazières ne sont aujourd'hui pas régis par un cadre uniforme au niveau fédéral<sup>77</sup>. Les communes et les cantons mettent en œuvre leur propre planification énergétique.

L'opérateur énergétique de la zone, Energie 360°, est possédé à 96 % par la mairie de Zurich, les 4 % restants étant détenus par des communes avoisinantes. Historiquement, l'opérateur a donc une mission de mise en application de la politique énergétique de la commune. Il est chargé de l'exploitation du réseau de gaz et du réseau de chaleur de Zurich.

#### La sortie du gaz à Zurich, une politique entreprise dès 1992

Dès 1992, la commune de Zurich a décidé de généraliser le recours au réseau de chaleur pour les usages chauffage pour la partie Nord de la ville en étendant l'emprise du réseau de chaleur existant, au détriment du réseau de gaz, avec un objectif de sortie complète du gaz fossile à l'horizon 2040 à l'échelle de l'intégralité de la commune.

Les nouveaux raccordements au gaz ont été interdits et la programmation du décommissionnement du réseau de gaz a été établie par zone de la commune (voir carte ci-dessous). Tous les appareils fonctionnant au gaz (radiateurs, cuisinières, chauffe-eau...) sont concernés par le démantèlement et doivent être remplacés par une solution alternative. Energie 360° et la commune de Zurich proposent un raccordement au réseau de chaleur renouvelable aux clients éligibles, ou orientent vers des solutions alternatives.

#### L'indemnisation de la valeur résiduelle des équipements

Le propriétaire du logement doit faire enlever l'installation de gaz, tandis qu'Energie 360° dépose le compteur, ferme la conduite d'alimentation et le réseau jusqu'à l'entrée des habitations.

Le cas échéant, le propriétaire du logement peut demander une compensation de la valeur résiduelle des ouvrages démantelés si les ouvrages ont été acquis avant 2011, en fonction de l'âge de l'équipement (par exemple, une chaudière gaz achetée en 2005 et démontée en 2021 sera indemnisée à hauteur de 20 % ; achetée en 2011 et démontée en 2021, à hauteur de 50 %). La commune a en effet octroyé un délai de 10 ans aux ménages pour prendre connaissance de la politique et s'y préparer.

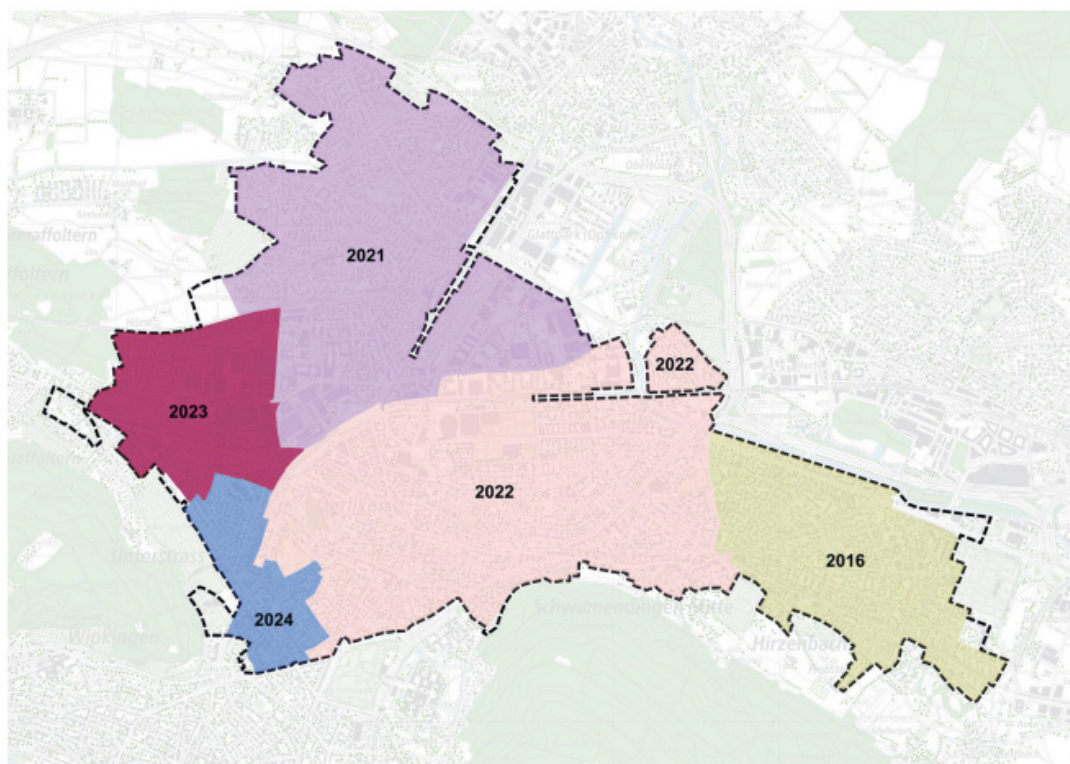
<sup>77</sup> Le projet de loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) doit permettre d'élaborer un cadre fédéral unique pour le marché du gaz et la régulation de ses infrastructures.

Les travaux de démantèlement du réseau sont entrepris à l'issue de cette phase d'abandon du gaz, à partir d'août 2024. Outre l'indemnisation des ménages, Energie 360° assume également les coûts d'extension ou de renforcement du réseau de chaleur générés par la bascule des clients vers l'une ou l'autre énergie.

**Principaux enseignements**

- **Rationalité technico-économique** : La cohabitation de deux réseaux énergétiques a été considérée comme anti-économique à long terme et l'arbitrage en faveur du réseau de chaleur a été fait pour respecter la trajectoire confédérale de neutralité carbone à 2050. L'analyse économique de la rentabilité du réseau de gaz a été réalisée à la maille de Zurich Nord : selon Energie 360°, au regard de la bascule déjà constatée de clients vers l'électricité ou le réseau de chaleur sur la zone, « le réseau de gaz ne couvrirait pas ses propres coûts ».
- **Potentiel de gaz vert** : La ville a considéré que la production de gaz vert du canton (également assurée en partie par Energie 360°) ne suffirait pas à terme pour garantir un approvisionnement à 100 % de gaz vert du réseau de gaz, tandis que le réseau de chaleur fonctionne déjà intégralement aux énergies renouvelables.
- **Acceptabilité sociale** : Energie 360° et la commune ont rencontré une opposition politique et sociale forte, qui a conduit la municipalité en 2012 à repousser l'échéance de sortie du gaz à 2024. L'opérateur et la commune ont mis en place un pilotage étroit de la sortie du gaz, et du nombre de clients résiduels ou réfractaires.
- **Prise en charge des coûts échoués** : un accord de branche prévoit que si la commune génère des coûts échoués pour un opérateur, elle doit l'indemniser intégralement : en l'occurrence, l'alignement entre l'opérateur multi-énergie et son actionnaire ne mettent pas en difficulté le modèle économique d'Energie 360°, qui exploite également le réseau de chaleur et est indemnisé pour les coûts de démantèlement de son réseau gazier.

Figure 58. Carte des quartiers de Zurich Nord et des dates prévisionnelles d'abandon du gaz





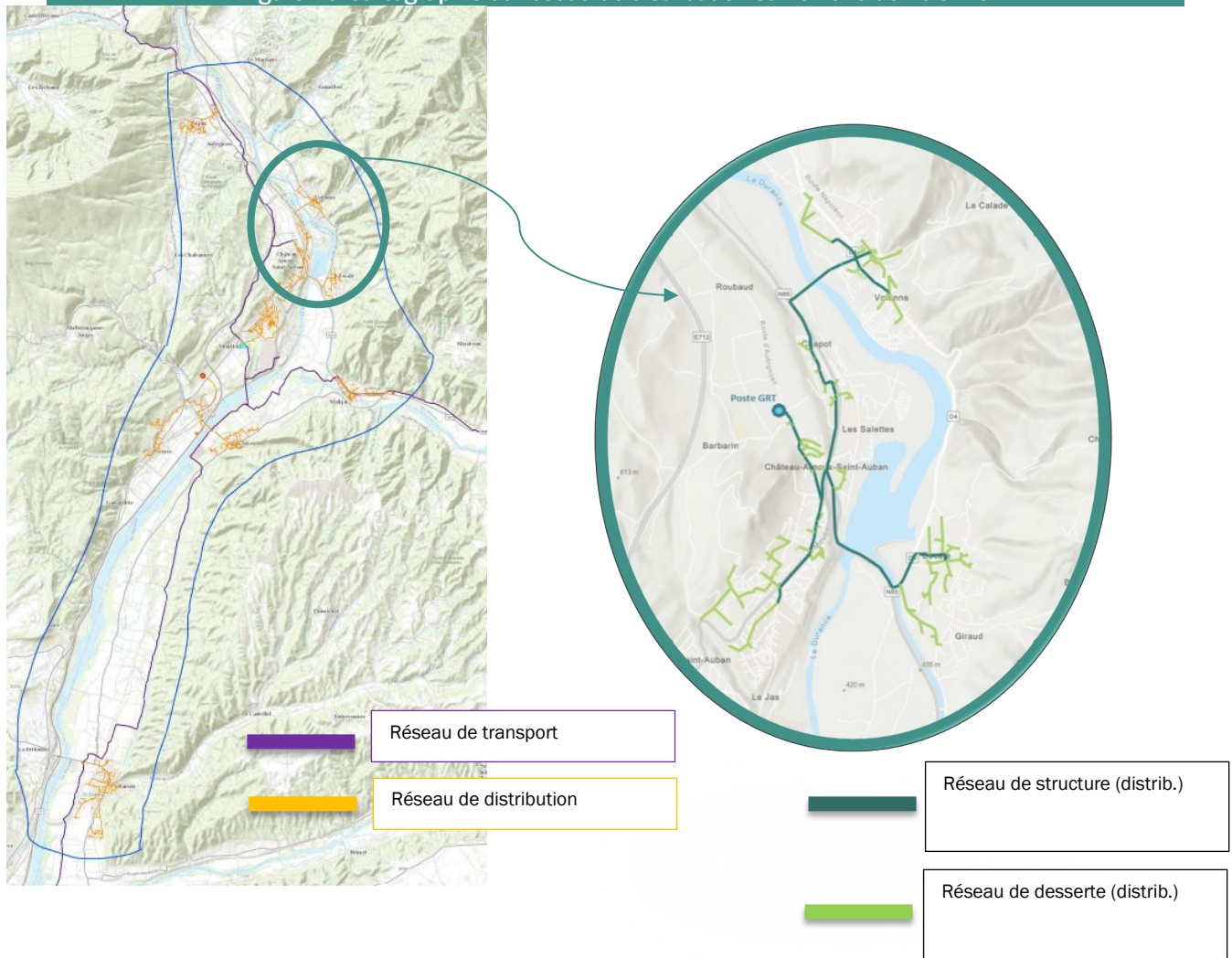
Focus sur Volonne

Intérêt de la zone

La zone de Volonne (située dans le département des Alpes de Hautes-Provence – 04) est caractérisée par une population peu dense et relativement peu consommatrice de gaz dans le secteur résidentiel, bien que le réseau de distribution de gaz y soit implanté. Dans le même temps, elle se situe dans une région où les perspectives d'injection de gaz vert sur le réseau de distribution sont limitées, en particulier s'agissant du potentiel de méthanisation (aussi appelée « zone blanche »).

L'étude de la zone de Volonne a pour principal intérêt d'illustrer les perspectives d'évolution d'un réseau de gaz de distribution dans une zone qui ne sera pas concernée par des aménagements permettant l'injection de gaz vert et dont les usages de gaz sont substituables, en particulier dans le secteur résidentiel.

Figure 59. Cartographie du réseau de distribution sur la zone de Volonne



Diagnostic

Consommation

La zone de Volonne couvre 9 communes desservies en gaz et une population d'environ 25 000 habitants. Elle comprend 1 910 PCE en 2021, dont 90 % dans le secteur résidentiel couvrant près de 45 % de la consommation (22 GWh sur les 49 GWh de gaz consommés).

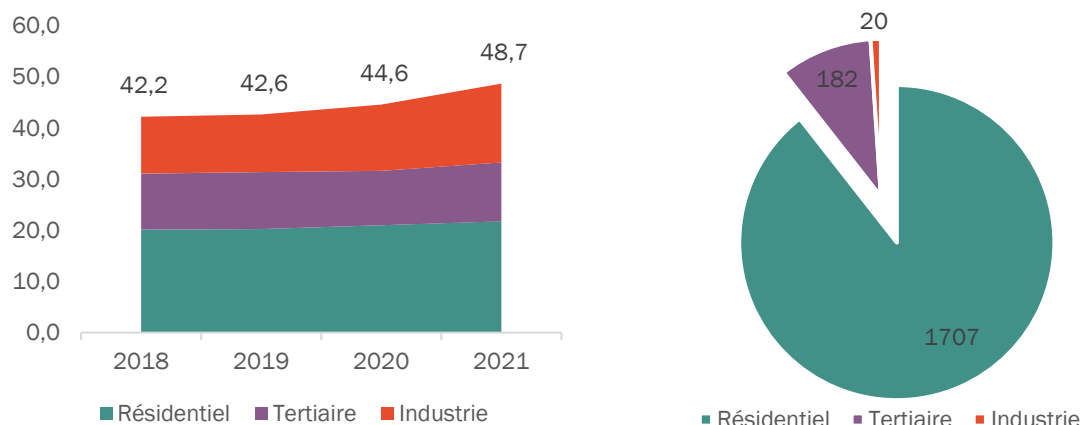
Concernant le secteur résidentiel, la zone est caractérisée par la faible densité de sa population (le département des Alpes de Hautes-Provence figure parmi les départements les moins denses de France), un bâti majoritairement représenté par les logements individuels et dont les constructions sont relativement anciennes (impactant le degré d'isolation des bâtiments), ainsi qu'une importante utilisation du fioul pour l'usage chauffage (25 % d'usage fioul dans la zone contre 15 % de gaz naturel).



Il convient par ailleurs de noter que la pointe unitaire de consommation estimée par GRDF est relativement importante sur la zone de Volonne. En effet, GRDF estime une pointe de consommation supérieure de près de 50 % pour l'usage chauffage dans le secteur résidentiel par rapport à la zone du Havre présentée ci-dessus. GRDF explique ce niveau de pointe par, d'une part, un climat plutôt froid en hiver (le secteur est rattaché à la zone climatique H2D<sup>78</sup>) et, d'autre part, le faible degré d'isolation du bâti.

S'agissant des autres secteurs (industrie et tertiaire), le volume de consommation restant (27 GWh) se répartit de manière relativement équitable entre l'industrie (trois « gros » clients industriels ayant une consommation supérieure à 1 GWh) et le tertiaire (bâtiment publics, écoles, commerces...).

**Figure 60. Consommation sur la zone de Volonne en GWh (à gauche) et nombre de consommateurs (à droite)**



Sur la période 2018-2021, la consommation de gaz a augmenté de près de 15 %, portée principalement par une augmentation de près de 40 % (+ 4 GWh) de la consommation dans l'industrie.

### Production

Un projet de valorisation de biodéchets en gaz vert (raccordé sur réseau de transport de GRTgaz) est en cours d'étude sur la zone et devrait être mis en service en 2024. Son potentiel de production est estimé à 40 GWh/an, ce qui permettra de couvrir la quasi-totalité de la consommation annuelle de la zone.

### Problématiques spécifiques

**Conversion des chaudières au fioul :** dans le cadre de sa politique visant à sortir totalement les chaudières fioul dans les prochaines années, l'Etat a mis en place de nombreuses mesures permettant de remplacer les chaudières fioul des bâtiments. En particulier, la prime à la conversion chaudières permet de bénéficier d'une prime en cas de remplacement d'une chaudière fioul par un équipement utilisant une énergie renouvelable ou une chaudière à gaz à très haute performance.

La zone de Volonne rassemble près de 2 500 logements équipés de chaudières fioul<sup>79</sup>. Dans ce cadre, l'étude de l'intérêt technico-économique de la conversion de ces chaudières par des chaudières au gaz est pertinente compte-tenu de la présence du réseau de distribution de gaz naturel.

**La possibilité d'abandonner totalement du réseau de distribution de gaz :** les faibles perspectives d'injection de gaz vert sur le réseau de distribution (un projet identifié uniquement qui a vocation à se raccorder sur le réseau de transport de gaz) permet d'étudier l'opportunité d'un abandon total du réseau à horizon 2050 en cas de forte baisse de la consommation.

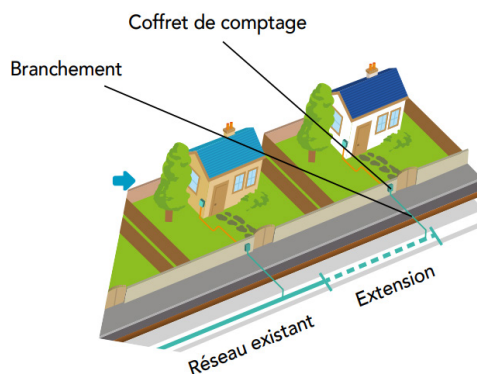
### Perspectives à 2030

A court terme, la zone de Volonne pourrait voir son parc de clients gaz augmenter dans le cadre de la conversion de clients actuellement chauffés au fioul.

<sup>78</sup> Il s'agit d'une classification effectuée par les opérateurs en partenariat avec Météo France. Les Alpes-de-Haute-Provence sont l'un des cinq départements appartenant à la zone climatique H2D, avec l'Ardèche, la Drôme, la Lozère et le Vaucluse.

<sup>79</sup> Données INSEE sur les logements en 2017, diffusées selon la géographie en vigueur au 1er janvier 2019, citées par GRDF.

GRDF a en effet réalisé des simulations visant à définir le rapport coûts/bénéfices du raccordement d'un utilisateur équipé d'une chaudière fioul, au réseau de distribution de gaz. Pour réaliser cette simulation GRDF a mis en regard les coûts générés par ces raccordements (coût du branchement sec et de l'extension si nécessaire et dépenses d'exploitation supplémentaires annuelles) avec les recettes tarifaires perçues auprès de ces clients (en s'appuyant sur le niveau actuel du tarif, les types de logements concernés, les usages ainsi que la zone climatique de Volonne). L'évaluation des projets de raccordement s'appuie sur une durée de vie de 30 ans en utilisant le taux d'actualisation correspondant au taux de rémunération ATRD6.

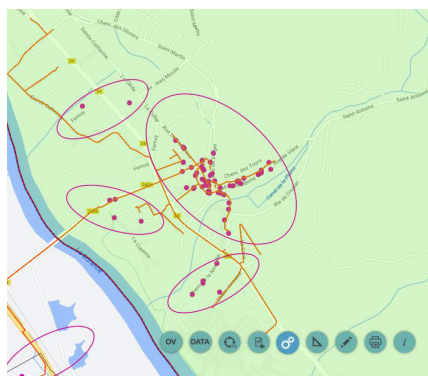


Les simulations montrent que pour au moins 50 % des logements actuellement chauffés au fioul (2 500), une conversion au gaz est une alternative crédible car ne nécessitant que peu d'adaptations du réseau gazier :

- un **report de pointe soutenable pour le réseau de GRDF** : malgré un degré d'isolation des bâtiments moindre sur la zone de Volonne (GRDF estime une pointe supérieure de près de 50 % pour l'usage chauffage par rapport à la pointe estimée au Havre), le réseau de GRDF sur la zone serait suffisamment dimensionné pour supporter cette pointe (16 MW de pointe environ en cas de conversion de 50 % de logements fioul) ;
- la **proximité des poches de consommation de fioul au réseau de distribution de gaz** : 50 % des logements convertibles sont situés à moins de 50 mètres du réseau et leur raccordement au RPD de gaz présenterait un rapport coût-bénéfice positif, pour un coût unitaire compris entre 4 600 et 5 100 €/PCE, soit 800 000 € au total ;

Cette part de clients fioul pour lesquels une conversion au gaz est une alternative crédible pourrait d'ailleurs être encore supérieure. Sur la seule commune de Volonne, GRDF a identifié six ensembles homogènes (carte ci-dessous, le sixième ensemble étant situé à plus d'un kilomètre du réseau, il n'est pas représenté sur cette carte).

**Figure 61. Représentation cartographique d'ensembles homogènes de consommateurs sur la commune de Volonne**



Sur cette commune, il résulte de l'analyse coût-bénéfice qu'un remplacement de la chaudière fioul par une chaudière à gaz est une alternative pertinente et rentable également pour les logements situés entre 50 et 200 m du réseau. Au total, ce sont donc 173 logements sur 211 (soit 82 % des logements alimentés au fioul sur la commune), qui pourraient se tourner à court/moyen terme vers le gaz. Cette conversion permettrait de réduire rapidement l'empreinte CO<sub>2</sub> de ces logements.

n°	Commune	Total clients par commune	Nb total clients fioul	Distance moyenne au réseau (m)	VAN
1	VOLONNE	211	171	<35	>0
	VOLONNE		2	>35 et <50	>0
	VOLONNE		18	>50 et <90	>0
	VOLONNE		3	>90 et <150	>0
	VOLONNE		11	>150 et <200	>0
	VOLONNE		6	>1000 et <3000	<0

### Etudes spécifiques à plus long terme : étude 2050

A horizon 2050, la CRE a demandé à GRDF d'étudier la faisabilité d'un abandon total du réseau de distribution de gaz exploité par GRDF sur la zone de Volonne. En effet, compte tenu des faibles perspectives d'injection de gaz vert à cette échéance, une forte baisse de la consommation sur la zone permettrait en théorie, l'abandon d'une part importante du réseau de distribution.

#### Perspective à horizon 2050 pour les clients résidentiels

En pratique, l'abandon d'un volume important de linéaire de réseau est conditionné à la localisation des PCE sur le réseau :

- le **réseau de structure** est la partie de réseau qui peut être abandonnée en dernier, avec la perte du dernier consommateur, car il dessert différentes communes depuis les postes des GRT. Sur la zone de Volonne le réseau de structure est long de 36 kilomètres, soit 40 % du linéaire de réseau de la zone. Cette part est relativement élevée à Volonne. Par exemple, dans la zone du Havre, le réseau structurel ne représente que 30 % du linéaire de la zone ;
- le **réseau de desserte** est davantage susceptible d'être abandonné, à condition qu'une antenne ne comprenne plus aucun client : la présence d'un client en aval supposera le maintien en exploitation de l'antenne. Le réseau de desserte de GRDF sur la zone de Volonne est long de 54 km, soit 60 % du linéaire. La faible densité de l'habitat (21 PCE/km de réseau) augmente les chances d'avoir des antennes sans client résiduel. Le potentiel d'abandon d'ouvrage sur une partie importante du réseau de desserte semble donc réaliste à l'horizon 2050. A noter cependant que la conversion au fioul étudiée à l'horizon 2030 pourrait réduire ce potentiel.

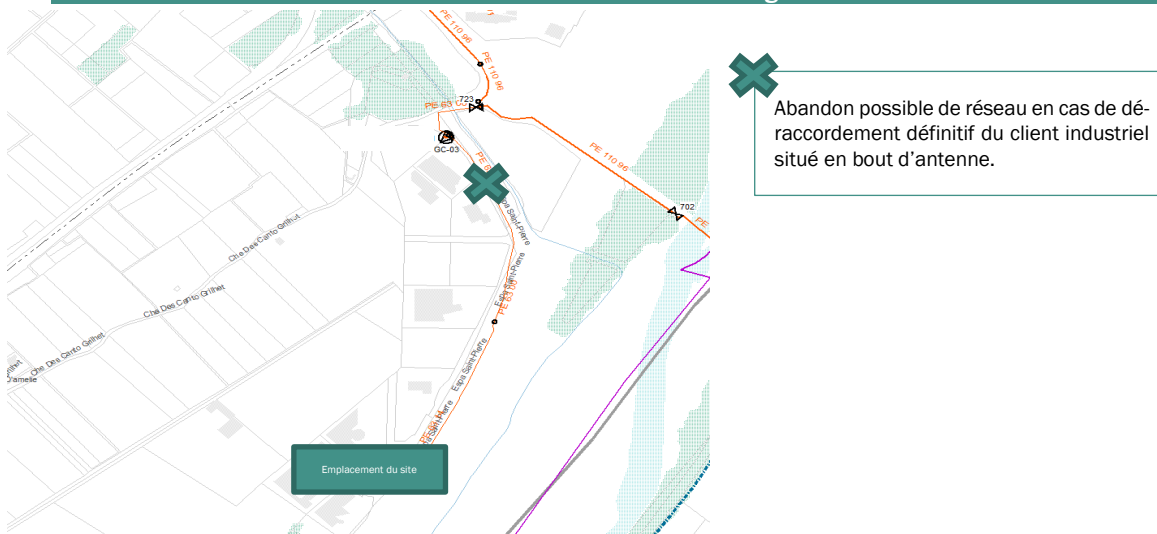
#### Perspective à horizon 2050 pour les clients industriels

Actuellement, la zone de Volonne comprend trois « gros » clients industriels (i.e. dont la consommation est supérieure à 1 GWh/an) parmi les 20 clients industriels référencés sur la zone.

La densité plus faible de branchements gaz dans les zones industrielles permet plus facilement d'abandonner des bouts d'antenne de plusieurs dizaines ou centaines de mètres dans certaines configurations.

GRDF donne l'exemple d'un industriel de la zone situé au bout d'une antenne de 600 mètres : toute l'antenne pourrait être supprimée en cas d'abandon du gaz par ce client.

Figure 62. Illustration d'abandon d'un PCE industriel à Volonne en cas de conversion de son usage gaz par une autre énergie



**Focus sur les reports de pointe pour le chauffage gaz dans le secteur résidentiel**

Dans le secteur résidentiel et au-delà des efforts portant sur la rénovation du bâti ou des gains liés à l'efficacité des équipements, les scénarios étudiés dans la présente étude tiennent compte du transfert des systèmes de chauffage alimentés en gaz naturel vers d'autres énergies (électricité, RCU, biomasse...).

Les types de logement utilisant le gaz naturel pour l'usage chauffage se répartissent de la manière suivante :

- Pour les logements individuels : ils sont généralement équipés d'une chaudière à gaz<sup>80</sup> centralisée utilisant l'eau pour transporter la chaleur (fluide caloporteur) dans les émetteurs de l'habitation. En 2020, en France métropolitaine, près de 5,4 millions de logements individuels sont équipés de chaudières à gaz<sup>81</sup> ;
- Pour les logements collectifs, les dispositifs de chauffage gaz peuvent être installés selon deux dispositions :
  - o les chaudières collectives, gérées par la copropriété qui alimentent en chauffage l'ensemble des habitations individuelles. En France métropolitaine, elles sont estimées à environ 70 000 installations<sup>82</sup> alimentant près de 3,2 millions d'habitations individuelles ;
  - o les chaudières individuelles, au même titre que les chaudières installées dans les maisons individuelles, alimentant 3,7 millions de logements.

Pour chacune de ces typologies, le transfert d'un système gaz vers une autre énergie semble plus ou moins pertinent selon la complexité des travaux associés ainsi que son coût. Dans ce cadre, compte tenu des scénarios étudiés et sans préjuger des futurs politiques énergétiques et de l'amélioration des process dans le secteur du bâtiment, nous pouvons considérer que les options les plus crédibles de conversion des chaudières à gaz seraient les suivantes :

- pour les chaudières individuelles dans les logements individuels : une bascule vers les pompes à chaleur, éventuellement hybride (PAC air/eau et chaudière à gaz haute performance) et/ou biomasse ;
- pour les chaudières collectives dans les logements collectifs : une bascule vers un réseau de chaleur urbain (RCU) selon la localisation et la taille de l'immeuble ou des pompes à chaleur (air/eau) ou (eau/eau) ;
- pour les chaudières individuelles dans les logements collectifs : cette bascule semblerait être la plus complexe. Ces consommateurs devraient majoritairement se retourner vers une solution de type convecteurs électriques. La solution PAC individuelle nécessiterait en effet d'avoir un module

<sup>80</sup> Il existe principalement trois types de chaudière à gaz : les chaudières classiques, qui chauffent de l'eau à haute température via le brûleur. Son rendement est de l'ordre de 80 %. Les chaudières à basse température dont le rendement est estimé à 90 % et les chaudières à condensation qui utilise la chaleur de la condensation des fumées de combustion du gaz et dont son rendement peut dépasser les 100 % PCI.

<sup>81</sup> RTE, ADEME, 2020, Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?

<sup>82</sup> Suivi du parc CEREN

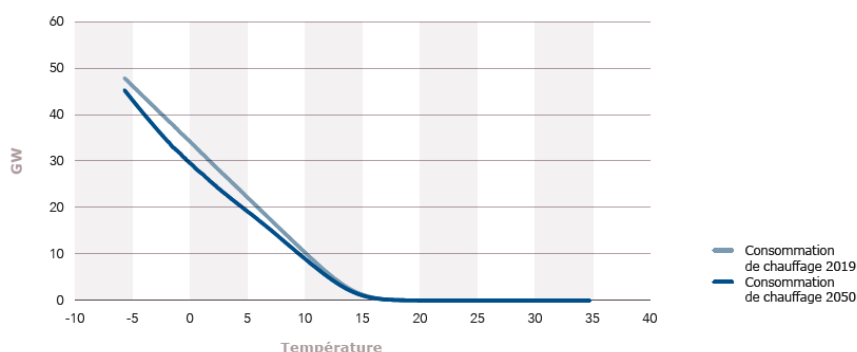
extérieur par logement ce qui semble peu réaliste. Par ailleurs, si des aménagements du bâtiment pour centraliser le système de chauffage (PAC collective) semblent théoriquement réalisables (par exemple, à partir des systèmes d'évacuation des fumées des chaudières individuelles), ceux-ci requerraient des investissements trop importants pour l'ensemble du parc.

Pour la majeure partie des consommateurs utilisant actuellement le gaz comme énergie de chauffage, une électrification de l'usage semble ainsi être la solution à privilégier (notamment via l'installation de pompes à chaleur), si le choix est effectivement fait de changer d'énergie. Au-delà des complexités techniques et organisationnelles que pourront rencontrer les usagers (accord dans les copropriétés sur le choix de la solution de remplacement, coût des travaux...), l'impact sur les réseaux d'électricité doit aussi être pris en compte. D'une part, il convient de ne pas négliger les délais nécessaires pour réaliser les renforcements notamment des colonnes montantes dans le cas « collectif avec chaudières individuelles ». D'autre part, il convient de s'assurer que le report de pointe est absorbable par le système électrique.

Le chauffage résidentiel au gaz utilise environ 140 TWh de gaz par an. Les gestionnaires d'infrastructures de gaz considèrent que le gisement potentiel maximal de conversion du chauffage au gaz vers l'électricité représente 110 TWh par an environ, la moitié des chaudières collectives dans les logements collectifs étant converties au RCU (30 TWh/an). Les coûts induits sur les réseaux électriques n'ont pas été chiffrés dans le cadre de l'étude : on peut cependant noter que ces coûts peuvent être exacerbés en cas de conversion trop rapide ou trop massive du gaz vers l'électricité :

- En 2050, RTE, dans ses futurs énergétiques, n'envisage pas d'augmentation de la pointe de chauffage malgré l'augmentation du nombre de logements chauffés à l'électricité, grâce :
  - à la rénovation énergétique : les logements respectent le critère BBC en 2050 (-75 % de baisse de consommation en moyenne).
  - à un talon de logements chauffés au gaz (2,5 millions de PAC hybrides et 4,5 millions de logements avec chaudière gaz).

Figure 63. Appel moyen du chauffage en fonction de la température lissée (source RTE)



- Le rapport sur l'usage chauffage réalisé conjointement par RTE et l'ADEME<sup>83</sup>, en 2020, présente via le scénario D, l'impact de l'électrification du chauffage sans modification de l'efficacité des solutions de chauffage électrique ni du niveau et du nombre de rénovations thermiques. Dans ce scénario, la conversion de 20 TWh de chauffage thermique engendre une augmentation de 6 GW sur la pointe électrique<sup>84</sup>. En extrapolant ces hypothèses, la conversion du gisement potentiel maximal identifié pourrait donc engendrer, une augmentation de près de 35 GW sur la pointe électrique, ce qui est loin d'être négligeable. Une conversion trop rapide de l'usage chauffage avant de profiter de l'amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffages et des gains de la rénovation ne semble donc pas souhaitable et entraînerait probablement un surdimensionnement des équipements (PAC notamment) chez les consommateurs, et par ricochet un surdimensionnement des raccordements.

<sup>83</sup> RTE, ADEME, 2020, Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?

<sup>84</sup> La pointe « à une chance sur dix » correspond à la puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver - c'est à dire, le niveau de puissance atteint pendant un hiver qui ne se présente en moyenne que tous les dix ans.

Focus sur Grenoble

**Contexte énergétique de Grenoble et intérêt de la zone**

La métropole de Grenoble se caractérise par l'implantation de l'ELD GreenAlp, chargée de l'exploitation des réseaux de gaz et d'électricité et filiale du groupe Gaz Electricité de Grenoble (GEG). Au total, GreenAlp dessert 29 communes en gaz, dont Grenoble, pour un total de 40 000 clients, et 127 000 clients en électricité.

Dans le cadre de son schéma des énergies (SDE) adopté en 2016, la Métropole de Grenoble a fait le choix de densifier son réseau de chaleur urbain et s'est engagée dans une procédure de classement<sup>85</sup>, afin de sécuriser le périmètre de ses clients tout en garantissant un prix compétitif à la chaleur urbaine.

Figure 64. Cartographie de la ville de Grenoble représentant la superposition du RCU ainsi que le réseau de gaz de GreenAlp



Cette politique en faveur du réseau de chaleur a pour conséquence une décroissance rapide de la demande de gaz sur le territoire de desserte de GreenAlp et en particulier sur la ville de Grenoble. Ce phénomène a contribué, pour la période ATRD6, à un fort renchérissement du tarif d'accès au réseau de gaz naturel (tarif péréqué sur la zone de desserte) pour les consommateurs encore raccordés au réseau. A l'avenir, cette hausse tarifaire pourrait conduire à une accélération des désabonnements au réseau de gaz contraindre son action, en particulier sa mission autour de la sécurité industrielle (investissements importants et contraints par la réglementation, comme la suppression des fontes ductiles et l'intégration des conduites montantes dans le périmètre de concession<sup>86</sup>).

Le territoire de Grenoble reflète une problématique qui sera amenée à s'amplifier avec la décroissance de la consommation de gaz et la concurrence avec d'autres vecteurs énergétiques tels que les réseaux de chaleur urbains. Ainsi, le territoire de Grenoble présente un réel intérêt d'expérimentation dont les enseignements permettront d'accompagner ces transitions de manière optimale pour la collectivité.

<sup>85</sup> Une procédure de classement entraîne une obligation de raccordement au réseau de chaleur pour tous les bâtiment neufs, ou faisant l'objet de rénovations lourdes, à proximité de ce dernier. Il est possible, pour un utilisateur concerné par le classement, de déroger à l'obligation de classement du réseau « lorsque le demandeur justifie de la disproportion manifeste du coût du raccordement et d'utilisation du réseau par rapport à d'autres solutions de chauffage et de refroidissement » (Arrêté du 26 avril 2022 relatif au classement des réseaux de chaleur et de froid).

<sup>86</sup> Contrairement à GRDF, GreenAlp n'a pas mené ces dernières années de programme de renouvellement d'ampleur.



## Perspectives à 2040

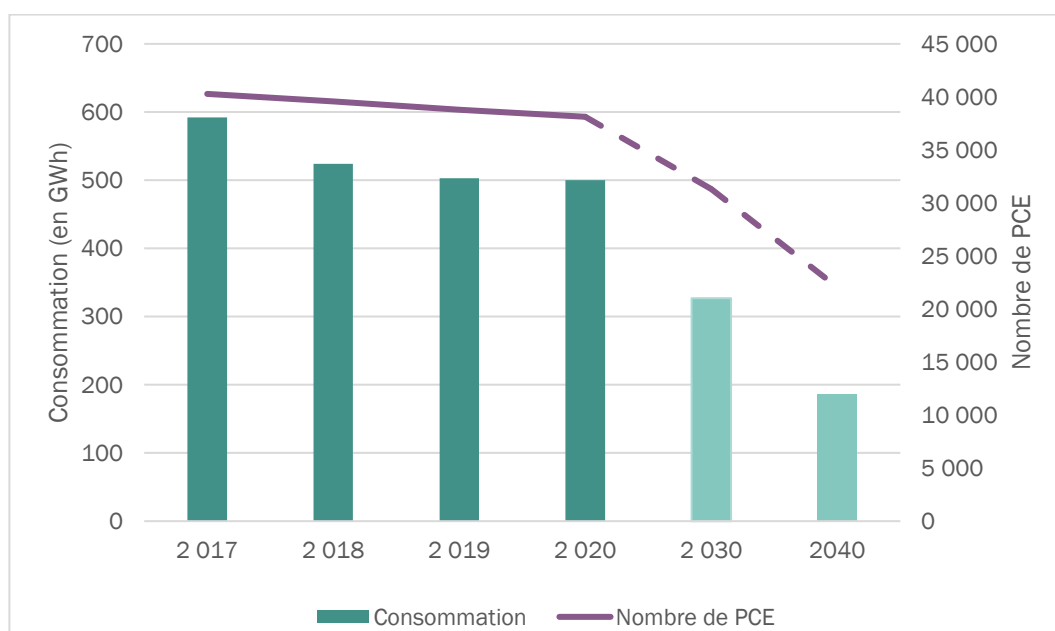
### Une forte décroissance de la consommation prévue d'ici à 2040

Sur la période 2017-2020, la consommation moyenne annuelle de gaz sur le territoire de GreenAlp s'élevait à 538 GWh/an. Sur cette période, la consommation a fortement décliné (-16 %) du fait notamment de l'extension du RCU<sup>87</sup>.

Face au contexte décrit plus haut, GreenAlp a mené en 2021 une étude stratégique sur l'impact de ces tendances sur son modèle économique et pour anticiper les actions à entreprendre dès à présent en vue d'une transformation de leur activité de distribution de gaz. Dans ce cadre, GreenAlp a projeté l'évolution de la consommation de gaz sur son périmètre de desserte à l'horizon 2040. L'étude met en évidence une perspective de baisse de près de 42 % du nombre de consommateurs raccordés au réseau et de 62 % des volumes de consommation, soit un scénario plus bas que le scénario S1.

Il convient de noter qu'au-delà de la baisse du nombre de PCE raccordés au réseau du fait du développement du RCU ainsi que des hypothèses d'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements, la baisse de la consommation est aussi due au réchauffement climatique, qui impacte de manière relativement forte le territoire de Grenoble et les consommateurs thermosensibles sur la zone.

Figure 65. Evolution prévisionnelle de la consommation de gaz à Grenoble



S'agissant de la **production**, il n'est à ce stade pas prévu d'installation de production sur le territoire de desserte. Néanmoins, les utilisateurs bénéficieront d'injection de biométhane dans le cadre d'un projet situé à proximité de Grenoble sur le territoire de desserte de GRDF.

### Des investissements importants pour répondre aux exigences réglementaires

GreenAlp doit engager dans les années à venir des investissements pour répondre aux exigences de sécurité industrielle et réglementaires, en particulier s'agissant de la suppression des fontes ductiles (représentant 32,5 km de réseau sur une longueur totale de réseau à Grenoble de 220 km, soit près de 15 %, un taux plus important que pour le réseau de GRDF) et de l'intégration des conduites d'immeubles/conduites montantes (ci-après « CI/CM ») dans le périmètre de concession prévu par la loi 3DS. Ainsi, à horizon 2030, GreenAlp prévoit une hausse de ses investissements de près de 25 % par rapport à ses investissements actuels (hors comptage évolué) correspondant aux projections de rénovations et de renouvellements sur le parc de CI/CM. GreenAlp estime en effet que près de 50 % du parc a été construit avant 1980 et devra être renouvelé (cette situation est donc très différente du parc de

<sup>87</sup> Cette évolution ne tient pas compte de l'intégration de la commune de Villard-Bonnot dans le périmètre de GreenAlp. En effet le GRD a fusionné, en mars 2018, avec le groupement de régies Elise qui comprenait l'ancienne régie de distribution de gaz de Villard-Bonnot, désormais intégrée au périmètre de GreenAlp. Cette fusion ajoute près de 1 500 consommateurs sur le territoire de GreenAlp et une consommation annuelle d'environ 25 GWh/an.

GRDF). Parmi ces investissements, GreenAlp prévoit que 75 % seront dédiés à la suppression des fontes ductiles et aux CI/CM dès 2030.

Figure 66. Evolution prévisionnelle des investissements réseaux de GreenAlp (k€)



### L'étude de premières pistes pour optimiser les investissements

Dans un contexte de hausse importante des investissements et d'une prévision d'une forte baisse du nombre de clients sur le portefeuille de GreenAlp, le GRD, avec l'appui de la Métropole de Grenoble, a mené des réflexions afin de limiter ses investissements tout en garantissant la sécurité de son réseau ainsi que sa qualité de service.

GreenAlp a donc décidé de lancer deux expérimentations : (a) étudier les bouts de réseaux en fonte ductiles pour lesquels il est plus pertinent de les supprimer plutôt que les renouveler, et (b) étudier le non-renouvellement de CI/CM en encourageant la bascule de clients gaz résiduels en logements collectifs (en usage cuisson seul) vers de l'électricité.

#### a) Etude de la suppression des fontes ductiles

L'objectif de cette étude est d'évaluer la pertinence du renouvellement du réseau au regard du schéma de développement du RCU et ainsi déterminer les zones éligibles à un abandon définitif du réseau lors de la suppression de la canalisation en fonte ductile.

Ainsi, une zone peut être éligible lorsque :

- Le bout de réseau n'est pas structurant dans sa fonction de transit (réseau de structure) et pour l'équilibre global des mailles gaz ;
- Le bout de réseau ne fait pas partie des réseaux devant être traités rapidement selon le programme de priorisation réalisé avec la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL), selon le niveau de corrosion de la canalisation ;
- son environnement permet le passage du RCU (place suffisante, non présence d'un ouvrage majeur).

Sur la base de ces critères, l'opérateur et la Métropole définissent des zones d'intérêt commun pour lesquels l'expérimentation peut être lancée. A fin 2022, 6 zones ont été retenues, représentant 1,4 km de réseau en fonte ductile (sur les 32,5 km). Ces estimations doivent être confirmées et affinées par la réalisation d'études supplémentaires, mettant notamment en perspective les coûts d'investissement évités pour GreenAlp et les coûts d'abandon du réseau.

#### Etude du non-renouvellement des conduites d'immeubles et conduites montantes (CI/CM)

La loi 3DS prévoit que d'ici le 31 juillet 2023, les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels se trouvent des canalisations destinées à l'utilisation de gaz dans les bâtiments, notifient aux GRD l'acceptation du transfert de ces canalisations au réseau public de distribution de gaz.

Dans ce cadre, GreenAlp devra assurer la maintenance et le renouvellement de 4 730 CI/CM, entrant progressivement dans son périmètre de concession entre 2022 et 2025. En particulier, ces derniers généreront des

investissements importants jusqu'à 2040 (de l'ordre de 9 M€ sur la période, soit 500 k€/an) ayant un impact significatif sur l'équilibre économique du GRD.

Par conséquent, en complément des travaux portant sur l'abandon des ouvrages comprenant de la fonte ductile, GreenAlp a identifié une piste consistant à ne pas renouveler les CI/CM dont l'utilisation est uniquement limitée à un usage cuisson dans des immeubles pour lesquels il y a peu de clients.

GreenAlp, en collaboration avec la Métropole de Grenoble a donc lancé une expérimentation consistant à :

- identifier les CI/CM répondant à ces critères (usage cuisson uniquement et relativement peu de clients dans l'immeuble) : il s'agit d'une analyse cartographique sur la base d'un croisement des données techniques et clientèles ;
- pour ces clients, étudier les opportunités de conversion de l'usage cuisson vers de l'électricité.

A date, GreenAlp a identifié moins de 200 CI/CM pouvant être concernées par l'expérimentation, soit moins de 4,2 % des CI/CM devant entrer dans son périmètre de concession à l'horizon 2025.

Une fois les PCE identifiés, l'enjeu réside dans la faisabilité de conversion de leur usage cuisson vers l'électricité. La Métropole et GreenAlp ont identifié trois axes qui seront pris en compte dans le cadre de cette expérimentation : la dimension technique (compatibilité des solutions selon la configuration des ouvrages), la dimension financière (construction d'un outil permettant de valider l'intérêt d'un éventuel renouvellement) et la dimension « clientèle » (mise en place d'une communication adaptée auprès des clients).

GreenAlp et la Métropole de Grenoble envisagent de lancer prochainement l'expérimentation sur le terrain auprès des différents acteurs (bailleurs sociaux, particuliers, propriétaires et locataires) et espèrent en tirer des enseignements sur les freins à la conversion, le niveau de l'aide pour la conversion des équipements ainsi que la rentabilité de ces expérimentations pour GreenAlp et la collectivité.

**GreenAlp et la Métropole de Grenoble ont engagé une réflexion multiénergies intéressante. Les enseignements des expérimentations menées conjointement par GreenAlp et la Métropole pourront contribuer à optimiser les investissements de GreenAlp et les modèles économiques des différentes infrastructures, afin de minimiser d'une part les coûts pour les utilisateurs et la collectivité, et d'autre part l'effet de spirale tarifaire pour les usagers captifs d'une énergie. Cette concertation locale semble clé dans la réussite de la transition énergétique.**

**Message 6 :** Le réseau de distribution de gaz a été largement renouvelé ces dernières années. Dans l'ensemble des scénarios, il restera, dans une vision nationale, nécessaire et essentiellement dimensionné pour la production de gaz vert. **Localement néanmoins, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester très limitée.**

**Message 7 :** Pour optimiser le réseau de distribution qu'il sera nécessaire de maintenir en gaz dans les zones où des actifs pourront être abandonnés :

- il pourrait être pertinent de mener dès à présent un exercice de **coordination locale**, en priorité dans les zones avec des projets de développement de réseaux de chaleur décarbonée. Cette coordination pourrait par exemple s'appuyer sur une notification préalable des tracés des plus gros projets de réseaux de chaleur urbains, au gestionnaire de réseau de distribution actif sur la zone et à la CRE ;
- à plus long terme, en fonction de la baisse effective de la consommation, il semble plus pertinent, **dans une stricte logique d'optimisation du réseau à maintenir localement, de tendre vers une sortie de l'ensemble des usages gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale.**

**Message 8 :** Les analyses menées sur le seul réseau gazier ne doivent pas conduire à des décisions ne tenant pas compte de l'imbrication entre les différents réseaux énergétiques. Par exemple, le degré de complémentarité entre système électrique et système gazier reste incertain à horizon 2050 et dépendra du mix électrique et des choix en matière de chauffage. **Un éventuel transfert massif de la pointe gazière vers de la pointe électrique doit être analysé finement dans ses conséquences, en tenant compte notamment de la capacité du système électrique à absorber le surplus de pointe et du bilan carbone global.**

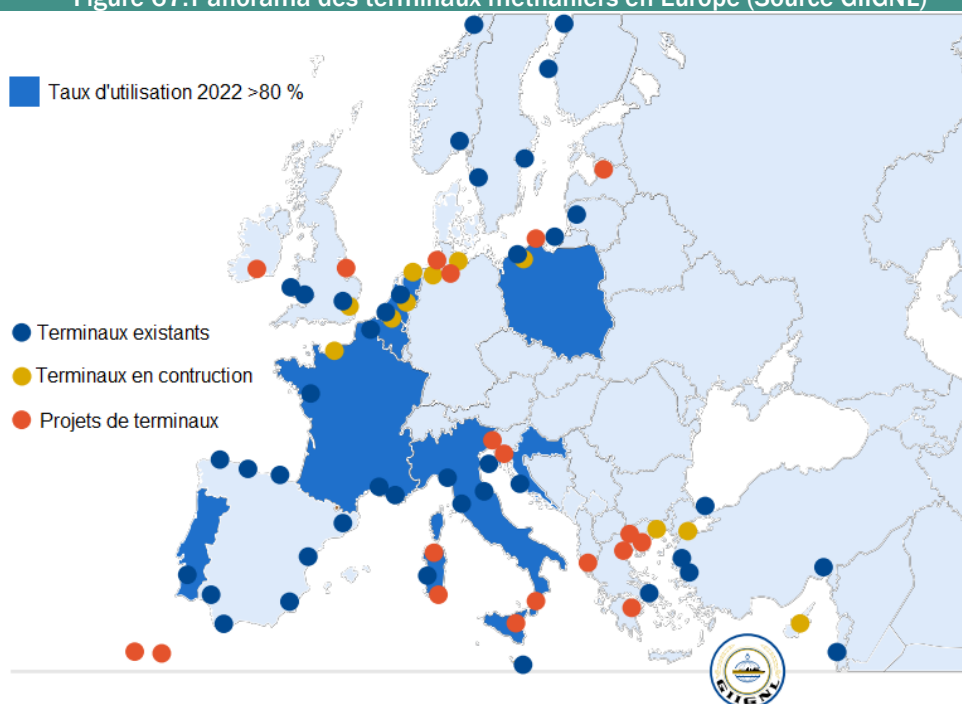
#### 4.4 Terminaux méthaniers

La France compte actuellement quatre terminaux méthaniers terrestres :

- Trois terminaux sont régulés et gérés par Elengy :
  - Le terminal de Montoir-de-Bretagne (près de Saint-Nazaire), mis en service en 1980, dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm<sup>3</sup>/an ;
  - Le terminal de Fos Cavaou (près de Fos-Sur-Mer), mis en service en 2009, dispose également d'une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an ;
  - Le terminal de Fos Tonkin, mis en service 1972, d'une capacité de 1,5 Gm<sup>3</sup>/an.
- Le quatrième terminal est situé à Dunkerque. Il a été mis en service en 2016 et bénéficie pendant vingt ans, pour toute sa capacité, d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire. Ce terminal est géré par la société Dunkerque LNG et dispose d'une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>.

Un terminal méthanier flottant, géré par la société TotalEnergies LNG Services France, d'une capacité de 5 Gm<sup>3</sup>, va également être mis en service au Havre au second semestre 2023. Il ne sera cependant exploité que pendant 5 ans et n'est pas concerné par cette étude.

Figure 67. Panorama des terminaux méthaniers en Europe (Source GIIGNL)



##### 4.4.1 Modèle économique actuel et relais de croissance

Les trois scénarios analysés dans cette étude postulent que la France devra produire autant de gaz qu'elle n'en consomme en 2050. Si cette hypothèse n'interdit pas l'existence de flux de gaz entre la France et ses voisins (à des fins d'équilibrage ou de transit par exemple), elle implique nécessairement une diminution très importante des importations de gaz, les importations nettes devenant nulles en 2050.

Suivant les scénarios, cette diminution est plus ou moins rapide. Dans le scénario bas, les importations nettes doivent presque être divisées par deux en 2030 (237 TWh), puis par quatre en 2040 (117 TWh) par rapport à 2020 (467 TWh). La diminution des importations nettes est, dans un premier temps, plus progressive dans les scénarios médian et haut avec une baisse d'environ 30 % entre 2020 et 2030.

De telles diminutions questionnent nécessairement le modèle économique des terminaux méthaniers dont le rôle premier est de permettre des importations de GNL.

Pour faire face à ces changements, les terminaux méthaniers disposent de certains relais de croissance :

- Les opérateurs développent une activité « small-scale » pour proposer des services GNL (ou GNC) de détail. Ces services peuvent contribuer à la décarbonation du transport lourd, maritime et terrestre. Les infrastructures existantes sont bien adaptées à cette activité.

- Les opérateurs étudient la possibilité d'adapter leurs installations pour exporter du CO<sub>2</sub> liquéfié à horizon 2030. Ce CO<sub>2</sub> serait ensuite capturé en l'injectant dans des champs d'hydrocarbures déplétés (à cet horizon et dans notre aire géographique, plusieurs projets de ce type sont à l'étude par exemple en Norvège, aux Pays-Bas et en Italie). Les opérateurs disposent des compétences pour développer cette activité (cryogénie) et pourraient mutualiser une partie de leurs moyens (personnel, appointement...).
- A plus long terme, les opérateurs estiment que leurs installations pourraient servir à importer des gaz de synthèse bas-carbone (hydrogène, méthane, méthanol, éthane, éthanol, ammoniac...). A ce stade, les opérateurs ne sont pas en mesure de déterminer laquelle de ces solutions techniques sera la plus compétitive. Ces nouveaux gaz (particulièrement H<sub>2</sub> et NH<sub>4</sub>) nécessiteraient de très importantes adaptations des infrastructures.

Ces nouveaux métiers ne semblent cependant pas suffisants pour se substituer à l'activité d'importation historique des terminaux.

#### 4.4.2 Valeur assurantielle

En dépit d'une probable baisse de leur utilisation, les terminaux méthaniers vont conserver une valeur assurantielle importante. Ils contribueront à la résilience du système énergétique français face aux aléas de planification à long terme (aléas climatiques impactant la production locale de gaz et la consommation, éventuelles indisponibilités sur le parc de production électrique nécessitant un recours aux centrales CCG,...).

A titre d'illustration de cette valeur assurantielle, les terminaux méthaniers français ont permis d'importer 297 TWh en 2022, soit 69 % de la consommation nationale (431 TWh) dans un contexte de crise d'approvisionnement aigüe engendrée par la guerre en Ukraine.

Indépendamment de la consommation de gaz française, les terminaux méthaniers français pourront également servir à alimenter les pays voisins connectés au réseau français (la Belgique, l'Allemagne, la Suisse, l'Italie et l'Espagne).

#### 4.4.3 Soutenabilité économique

Les capacités des terminaux méthaniers de Montoir et Fos Cavaou sont complètement réservées à long terme (respectivement jusqu'en 2035 et 2040), et le marché semble actuellement demandeur de davantage de réservations à très long terme sur les terminaux.

Il est donc raisonnable de supposer que les capacités des terminaux resteront fortement souscrites. Dans ces conditions, le coût d'utilisation des terminaux méthaniers pourrait se maintenir jusqu'en 2040 dans le même ordre de grandeur qu'aujourd'hui (entre 1 et 2 €/MWh) en tenant compte d'investissements périodiques de rénovation d'environ 200 M€ par terminal tous les 15 à 20 ans. Ce niveau de coût semble raisonnable au regard des bénéfices apportés en termes de sécurité d'approvisionnement.

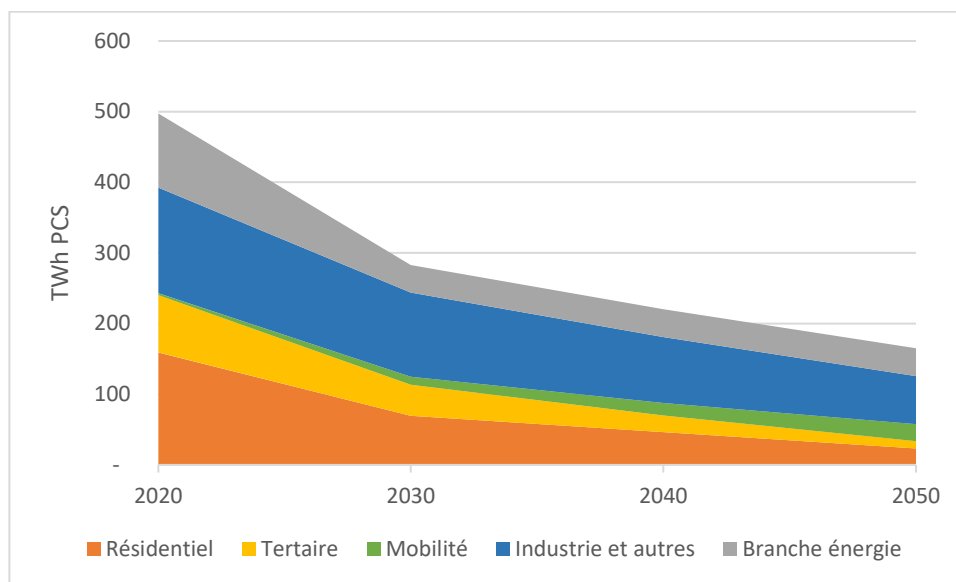
**Message 9 :** Les grands terminaux méthaniers devraient rester nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement et pour la solidarité européenne à moyen voire long terme. Ces terminaux bénéficient aujourd'hui de souscriptions à long terme. Il convient d'éviter de prendre des mesures fragilisant les engagements de souscription actuels qui permettent aux terminaux de s'auto-financer, **et d'adapter les conditions de leur régulation pour les rendre plus agiles, dans une compétition internationale.**

ANNEXE 1. Description des scénarios étudiés dans le cadre de cette étude

Le scénario S1 de l'ADEME repose sur une forte frugalité qui entraîne de grands bouleversements de nos modes de vie actuels. La situation des consommations de gaz en 2050 pour ce scénario sont détaillées ci-dessous :

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Bâtiment	33 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>le scénario prévoit une limitation des nouvelles constructions et un rythme de rénovation important des locaux résidentiels et tertiaires (les résidences secondaires sont transformées en résidences principales...);</li> <li>il prévoit également l'électrification massive du chauffage et de l'eau chaude sanitaire (ECS) via l'utilisation de pompes à chaleur pour les chauffages résidentiels individuels et dans les bâtiments tertiaires;</li> <li>la sobriété dans les usages et le réglage de la température de confort permettent une baisse importante de la consommation énergétique.</li> </ul>
Industries et autres	68 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>La consommation de produits baisse drastiquement engendrant une baisse de production qui n'est pas entièrement compensée par une volonté de consommer français.</li> <li>Les industriels investissent dans l'efficacité énergétique, mais en l'absence d'un soutien fort de l'État pour une relance industrielle, les efforts d'efficacité énergétique n'atteignent pas leurs potentiels maximaux.</li> </ul>
Energie	40 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le scénario prévoit une baisse très marquée de la demande de gaz pour la production d'électricité expliquée par un recul de la consommation finale d'électricité et une territorialisation des productions dans une optique 100 % EnR.</li> <li>Les besoins de flexibilité du système électrique sont principalement couverts par le développement d'interconnexions et les capacités de production flexible thermique baissent fortement.</li> </ul>
Mobilité	24 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le vecteur gaz pénètre modérément dans un système où la demande en transport en commun augmente et la demande en transport de marchandises diminue.</li> </ul>

Figure 68. Trajectoire de consommation de gaz par secteur du scénario S1 (165 TWh)

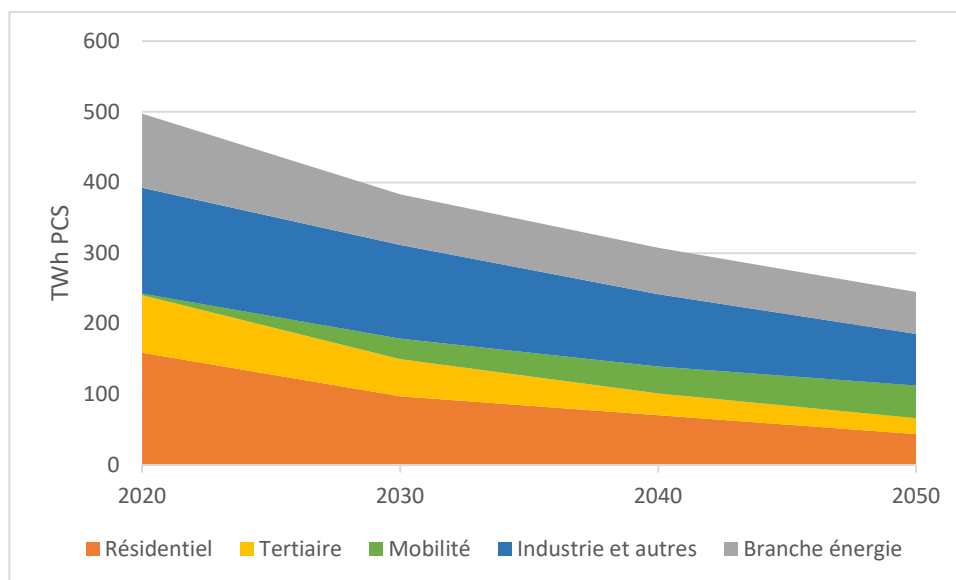




Le scénario S3 de l'ADEME repose sur un développement des technologies vertes afin de limiter les changements de modes de vie nécessaires pour atteindre la neutralité carbone. La situation des consommations de gaz en 2050 pour ce scénario sont détaillées ci-dessous :

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Bâtiment	67 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le progrès technologique permet d'améliorer l'efficacité des équipements et le rythme de construction/ déconstruction est important grâce à une standardisation des logements neufs.</li> <li>Utilisation élevée de PAC hybrides (plus de 5 millions d'installations) et maintien du gaz dans les maisons individuelles.</li> <li>Le scénario prévoit une stabilisation de la surface du parc tertiaire et une baisse de l'utilisation du gaz de réseau, remplacé par les réseaux de chaleur et l'électrification.</li> </ul>
Industries et autres	73 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>La consommation de produits baisse légèrement engendrant une baisse de la production.</li> <li>Les aides décidées par les pouvoirs publics permettent aux industriels d'investir dans l'efficacité énergétique et l'électrification des procédés.</li> </ul>
Energie	59 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le scénario prévoit une baisse de la demande de gaz pour la production d'électricité malgré une augmentation de la consommation finale d'électricité car les énergies renouvelables se développent fortement.</li> <li>Les besoins de flexibilité du système électrique sont principalement couverts par le développement d'interconnexions et les capacités de production flexible thermique sont réduites de moitié par rapport à 2020.</li> </ul>
Mobilité	46 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le vecteur gaz pénètre fortement dans un système où la demande en transport en commun augmente et la demande en transport de marchandises diminue.</li> </ul>

Figure 69. Trajectoire de consommation de gaz par secteur du scénario S3 (245 TWh)

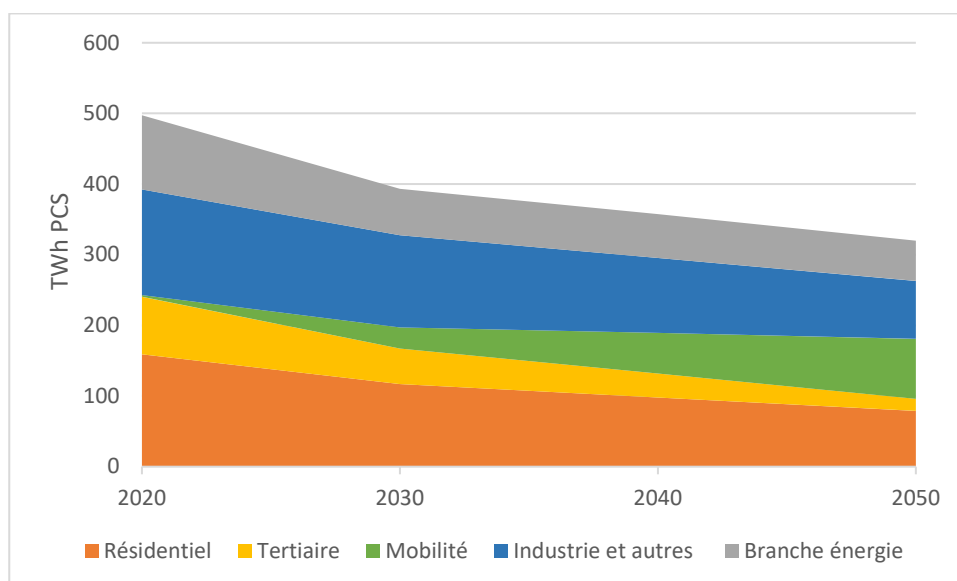


Le scénario des GR est construit à partir de la concaténation des dynamiques déclinées dans les documents de planification régionaux pour l'évolution des consommations et la production de gaz vert (SRADDET et SDRIF) et des variantes suivantes :

- « Accélération Hydrogène » : L'impact d'une politique volontariste de développement de l'approvisionnement en hydrogène renouvelable et bas-carbone ;
- « Réindustrialisation » : L'impact d'une politique de relocalisation en France d'une partie de la production industrielle ;
- « Mobilité GNV renforcée » : L'impact d'un développement accéléré des mobilités au GNV/bioGNV dans le secteur des transports ;
- « Retard de la Transition énergétique » : L'impact sur la consommation de gaz d'une mise en œuvre retardée de deux grands chantiers de la transition énergétique (rénovation et électrification).

Scénario	Conso 2050 (TWh <sub>PCS</sub> )	Hypothèses globales
Bâtiment	96 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rythme de construction/déconstruction plus faible qu'actuellement ;</li> <li>• Utilisation massive de chaudières gaz à condensation à très haute performance dans le résidentiel et le tertiaire.</li> </ul>
Industries et autres	82 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La production augmente dans les secteurs stratégiques.</li> <li>• L'efficacité énergétique et l'électrification s'améliorent et diminuent ainsi la consommation de gaz.</li> </ul>
Energie	57 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les capacités de production électrique à partir de gaz sont maintenues.</li> <li>• La consommation des cogénérations est divisée par 2 d'ici à 2030.</li> </ul>
Mobilité	85 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le vecteur gaz pénètre très fortement dans un système où la demande de transport en commun et de transport de marchandises augmente.</li> </ul>

**Figure 70. Trajectoire de consommation de gaz par secteur du scénario GR (320 TWh)**



## ANNEXE 2. : Méthodologie de modélisation par GRDF des coûts engendrés par les investissements de gaz vert.

### Détermination de la capacité d'accueil

Dans son modèle, afin d'établir le volume d'investissements de réseaux nécessaires à l'accueil des installations de production de gaz vert, GRDF a d'abord modélisé les capacités d'accueil des communes : ce calcul correspond à la consommation journalière des communes au creux estival du 15 août (minimum théorique de référence de consommation annuelle) multipliée par 365 jours, toute production de gaz vert excédant cette capacité d'accueil supposant donc le renforcement du réseau de distribution. Cette mesure de la capacité d'accueil est estimée selon une analyse du nombre de clients par commune, du secteur d'appartenance de ces clients (résidentiel, industriel, tertiaire ou mobilité), secteurs auxquels GRDF applique ensuite une clé de correspondance pour déterminer le profil (usage chauffage thermosensible, cuisson/eau chaude sanitaire...) et la consommation annuelle de référence de chaque client en fonction de ses caractéristiques de consommation. Cette grille d'analyse permet d'obtenir une estimation du niveau de consommation locale au creux estival et d'appuyer les projections de consommation aux horizons 2030, 2040 et 2050.

### La projection des « zonages » instaurés par le droit à l'injection

Comme mentionné plus haut, la projection des renforcements nécessaires et des investissements associés s'effectue à la maille des cantons (antérieurs au redécoupage cantonal introduit par la loi du 17 mai 2013) ayant servi d'échelle de référence à l'établissement des zonages biométhane.

Les zonages ont été créés par la loi du 30 octobre 2018<sup>88</sup>, dite « loi EGalim », qui a plus généralement défini les principes du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. Son article 94 a introduit l'article L.453-9 au sein du code de l'Energie, qui dispose que « lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements ».

Un décret paru en 2019<sup>89</sup> précise les modalités de mise en œuvre de ce droit à l'injection, en introduisant trois dispositifs fondamentaux dans l'évolution du réseau de gaz, et son accueil des productions décentralisées :

1. Le dispositif de zonage : pour chaque zone du territoire métropolitain continental à proximité d'un réseau de gaz naturel, le zonage définit le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une nouvelle installation. Ces zonages, actualisés tous les deux ans, sont validés par la CRE. La CRE a précisé, dans sa délibération du 14 novembre 2019<sup>90</sup>, le caractère prescriptif des zonages à compter de leur validation, c'est-à-dire que tout raccordement doit être conforme au zonage auquel il est rattaché.
2. Un dispositif d'évaluation et de financement par les gestionnaires de réseaux des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique des investissements (« I ») requis par rapport aux volumes (« V ») injectés (« I/V »). Le volume comprend notamment les projets inscrits au registre de capacités, outil de pilotage et de suivi des sites d'injection, probabilisés en fonction de leur avancement, mais également le potentiel restant, identifié par l'étude ADEME/Solagro et encore non exploité sur la zone, probabilisé à 20 % ;
3. Pour les ouvrages mutualisés qui ne sont pas des renforcements (par exemple, certains raccordements), un dispositif de partage des coûts entre les producteurs d'une même zone qui bénéficient de tels ouvrages.

Une fois validé, le zonage rend les ouvrages de renforcement éligibles à une mutualisation dans les tarifs des opérateurs concernés. Les opérateurs de réseaux sont ainsi en mesure de préciser aux porteurs de projets l'ensemble de leurs conditions de raccordement et d'injection, au travers de l'étude détaillée en distribution et de l'étude de faisabilité en transport.

En pratique, la construction du zonage de raccordement suit quatre étapes en amont de la sélection de la solution optimale pour la collectivité au regard du critère technico-économique, à savoir :

- la définition, en fonction de la configuration des réseaux au niveau local, des limites de la zone pertinente (à la maille des cantons) ;
- l'estimation des capacités d'accueil, en fonction des données de consommation observées sur les cinq dernières années ;

<sup>88</sup> Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018, dite « loi EGalim »

<sup>89</sup> Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution nécessaires pour permettre l'injection de biogaz produit

<sup>90</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

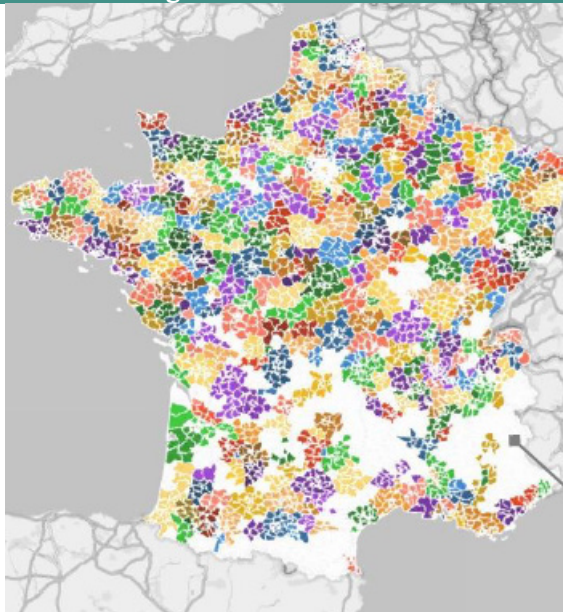
- l'identification des projets connus sur la zone tels qu'inscrits au registre des capacités et l'estimation du potentiel dit « méthanogène »<sup>91</sup> des projets, en fonction de leur stade d'avancement et de coefficients de probabilité de réalisation associés ;
- l'établissement des différentes solutions de renforcement possibles et l'évaluation des coûts associés à chaque solution.

Début 2023, 323 zonages de raccordement ont été validés par la CRE par 13 délibérations successives. Ces zonages permettent l'injection d'environ 1200 projets de gaz vert, soit une production annuelle de 25 TWh. Parmi ces projets, 515 étaient déjà en service début 2023, représentant une capacité installée d'environ 9 TWh et environ 670 sont dans la file d'attente, pour une capacité installée prévisionnelle d'environ 16,1 TWh.

Dans son modèle, GRDF s'est donc appuyé sur les zonages existants (295 zonages en février 2022, regroupant 2150 cantons sur 3600 au total, soit un taux de couverture du territoire national de près de 60 %). Par extension, GRDF a ensuite procédé à la création statistique de 130 « zonages » additionnels (regroupant 650 cantons, pour une couverture additionnelle de près de 20 % du territoire) en regroupant des points d'interface transport-distribution (PITD), afin de délimiter les territoires pour lesquels une consommation de gaz est identifiée. Ces regroupements respectent les seuils de capacité d'accueil et de proximité du réseau de distribution afin de projeter des potentiels maillages cohérents.

Enfin, certains cantons résiduels ont été écartés, pour des raisons d'éloignement des réseaux de gaz (à plus de 20 km d'un zonage, existant ou créé statistiquement) ou de catégorisation initiale en « zone blanche » par les opérateurs de réseaux (i.e. ne présentant pas de potentiel méthanisable exploitable) lors de la cartographie des gisements réalisée en 2020 à la demande de la CRE<sup>92</sup>. Cette cartographie du réseau à l'horizon 2050 permet d'affiner la modélisation des investissements requis pour accueillir la production de gaz vert, au regard des critères en vigueur sur la validation des investissements mutualisés pour le renforcement des réseaux.

Figure 71. Carte des zonages et des zones blanches sur le territoire en 2050



<sup>91</sup> Le potentiel méthanogène du projet est probabilisé en fonction du stade d'avancement de ce dernier en appliquant les mêmes taux de probabilisation que ceux utilisés pour le calcul du ratio I/V du décret, fixé par arrêté.

<sup>92</sup> Demandé par la délibération biométhane 14 novembre 2019