

SYNTHÈSE DU 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.

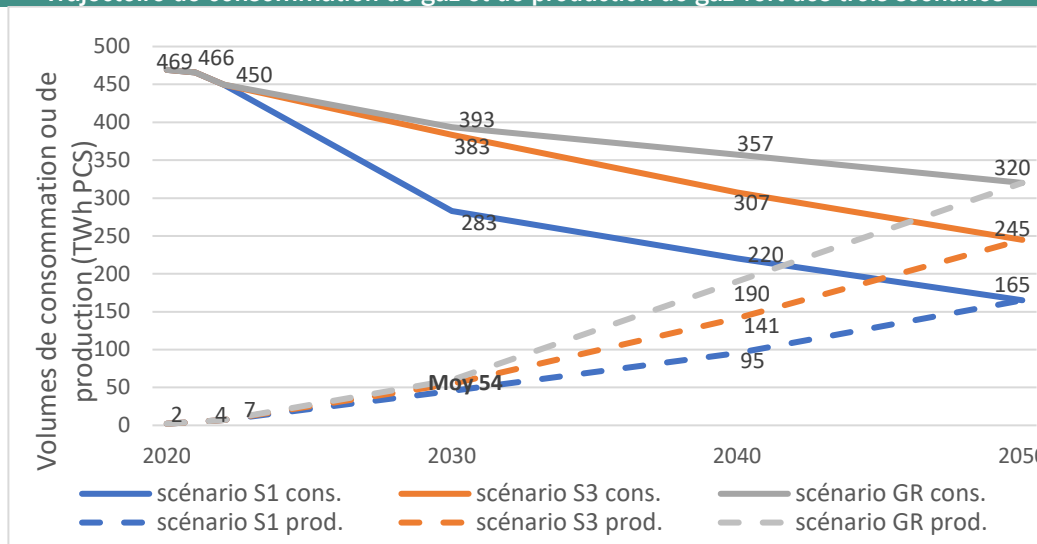
La présente étude s'inscrit dans le cadre des travaux préparatoires de cette nouvelle PPE. Elle a été réalisée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sur sollicitation initiale de la DGEC. Elle se fonde sur de nombreuses modélisations et analyses réalisées par les opérateurs d'infrastructures 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 _{PCS}	ADEME
Scénario médian	Scénario S3	245 TWh _{PCS}	ADEME
Scénario haut	Scénario GR	320 TWh _{PCS}	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.

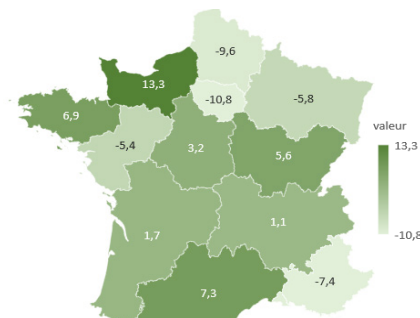
La CRE s'est concentrée dans ce rapport sur la molécule méthane. L'hydrogène, qui pourrait prendre une place croissante du mix énergétique français dans les années à venir, présente des interactions avec le système gazier mais celles-ci ne doivent pas être surestimées. Certaines infrastructures (canalisations 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.

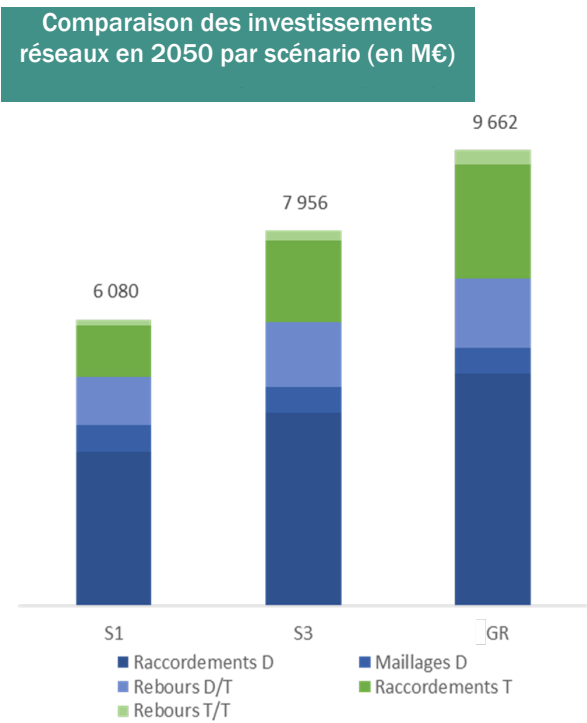
Une répartition de la production et de la consommation de gaz peu homogène

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



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.

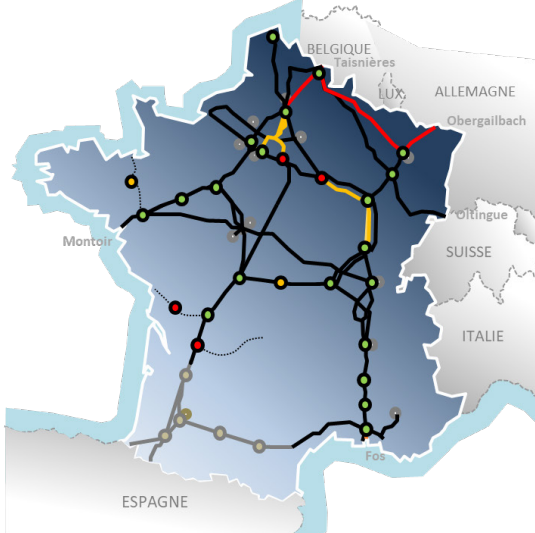
Des modifications limitées à envisager sur le réseau principal de transport

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

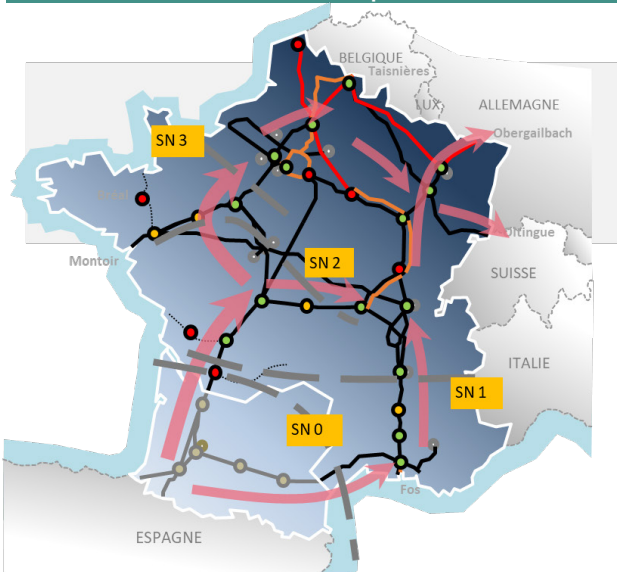


- Station de compression non essentielle dans tous les scénarios
- Station de compression non essentielle dans le scénario bas uniquement

- 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



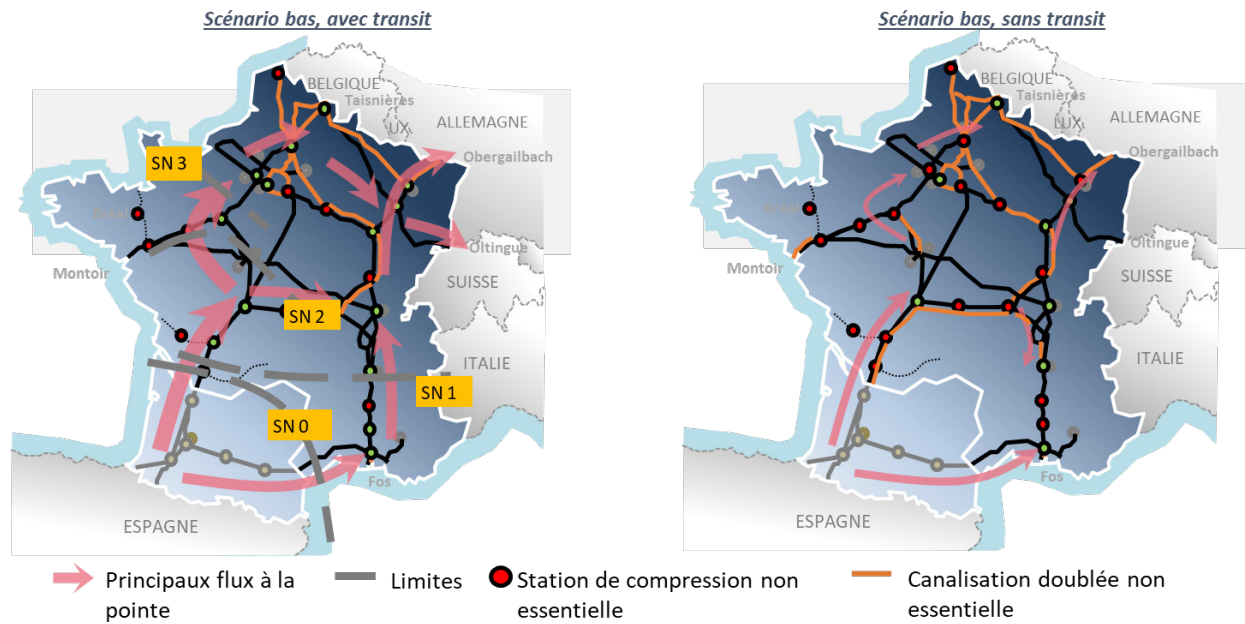
- Station de compression non essentielle dans tous les scénarios
- Station de compression non essentielle dans le scénario bas uniquement

- 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€)

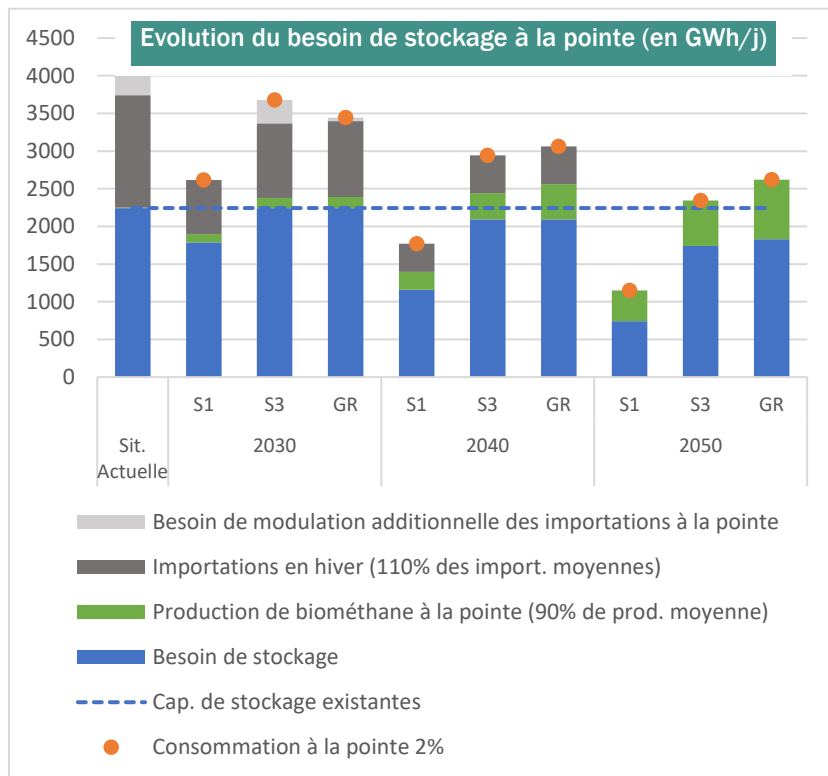


Message 4 : La plus faible flexibilité annuelle de la production de gaz vert entraînera un changement du profil d'utilisation des stockages, dont le dimensionnement sera de plus en plus orienté par le besoin à la pointe. **Ce besoin de performance de soutirage à la pointe baisse néanmoins entre 18 % 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 (CH₄) 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 CH₄ peut se passer du stockage salin considéré et en s'appuyant sur un besoin de stockage H₂ 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 CH₄. Il semble donc pertinent de conserver une partie des stockages salins pour le CH₄ 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 CH₄, 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 CH₄ : 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 CH₄, 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 CH₄, compte tenu de sa position sur le réseau de transport ainsi que des flux et congestions anticipés 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.**

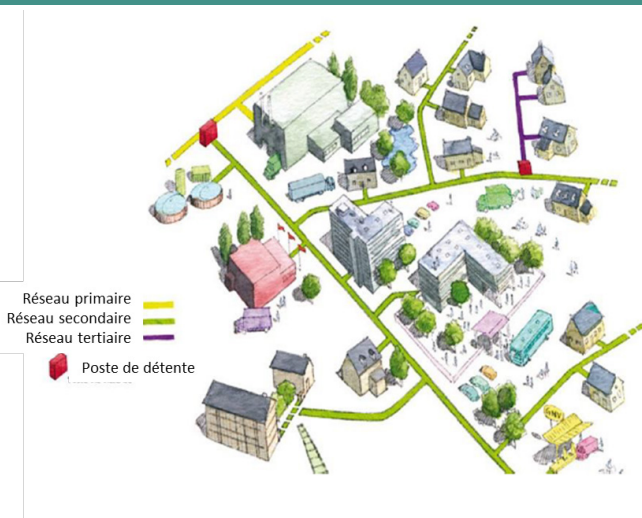


Message 7 : Pour optimiser le réseau de distribution qu'il sera nécessaire de maintenir en gaz dans les zones où des actifs pourront être abandonnés :

- 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 CO₂ (exportation de CO₂ liquide pour l'injecter dans des champs d'hydrocarbures déplétés) ;
- importations d'autres molécules (H₂, 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.