

Étude départementale sur les infrastructures de distribution publique de gaz de la Haute-Savoie

Mars 2026



Sommaire

Résumé exécutif	4
Introduction	6
1. Histoire du gaz en tant qu'énergie	7
2. La place du gaz au niveau national	10
2.1. La contribution du gaz au système énergétique	11
2.2. Les usages du gaz et leurs évolutions	11
2.3. Origines du gaz et évolution de l'approvisionnement	12
2.4. Infrastructures gazières	14
3. Fonctionnement du marché du gaz	15
3.1. Un système avec une séparation claire des activités	15
3.2. La distribution publique de gaz	16
3.3. La tarification du gaz	17
3.4. Le biométhane	18
3.5. Les trajectoires politiques publiques	19
4. Le gaz en Haute-Savoie aujourd'hui	21
4.1. État des lieux	21
4.2. Méthanisation	23
5. Objectifs de l'étude prospective départementale	24
6. Développement de la production de gaz renouvelables : quelle perspective à 2035 ?	25
6.1. Gisement méthanisable	25
6.2. Focus sur la valorisation énergétique des boues de stations d'épuration (STEP)	26
6.3. Démarches territoriales	27

6.4.	Production de gaz renouvelables à l'horizon 2035	28
7.	Evolution des consommations gaz et du nombre d'usagers à 2035--	30
7.1.	Scénarios étudiés et méthodologie	30
7.2.	Principaux résultats - Scénario MEDIAN	32
7.3.	Comparaison des 3 scénarios.....	36
8.	Evolution des capacités d'injection de gaz renouvelable à 2035 -----	37
8.1.	Comment définit-on la capacité d'injection de gaz renouvelable ?	37
8.2.	Quels sont les leviers pour favoriser l'injection de gaz renouvelable ?	37
8.3.	Evolution des capacités d'injection à 2035 en Haute-Savoie.....	39
9.	Impacts économiques -----	46
9.1.	Investissements nécessaires à la production de gaz renouvelable d'ici 2035	46
9.2.	Impact économique pour les usagers de la distribution gaz	47
9.3.	Optimisation du réseau de distribution de gaz : Etude AMORCE	48
Conclusion -----		50
Annexe 1 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Résidentiel-----		51
Annexe 2 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Tertiaire -----		57
Annexe 3 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Industriel et mobilité bioGNV-----		60
Glossaire -----		61
Table des illustrations -----		62

Résumé exécutif

Le Syane et GRDF ont réalisé une étude départementale sur les infrastructures de distribution publique de gaz en Haute-Savoie. Cette démarche partagée vise à construire un socle commun de connaissance et de dialogue entre les deux partenaires et les collectivités du département, afin d'éclairer les choix stratégiques en matière d'organisation et d'évolution du service public de gaz à l'horizon 2035 et au-delà.

Une baisse structurelle des consommations observée et prévue : le territoire présente une double dynamique : une baisse structurelle des consommations (-2.2 %/an) dans le sens de la tendance nationale et une hausse du nombre de clients (+3 %/an) portée par la croissance démographique au contraire de la tendance nationale.

Un territoire où le gaz conserve une place significative : en Haute-Savoie, le gaz représente environ **16 % de l'énergie finale consommée** et contribue à hauteur de 18 % des émissions de gaz à effet de serre du territoire. Ses usages sont principalement orientés vers la chaleur dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel. Le réseau de distribution, exploité majoritairement par GRDF, s'étend sur environ 2 075 kilomètres de canalisations, organisées en « poches » de communes desservies. À fin 2025, neuf installations de méthanisation injectent déjà du biogaz dans le réseau de distribution, pour une production de près de 80 GWh/an.

Des perspectives de développement du gaz renouvelable : l'étude évalue le potentiel de production de gaz renouvelable à l'horizon 2035 à 244 GWh/an, dont la majorité issue de la méthanisation. Ce scénario est quantitativement cohérent avec les objectifs fixés par le SRADDET, qui vise 227 GWh/an de production de biogaz avec cependant un décalage de 5 ans, le SRADDET visant 2030. Il repose sur la montée en puissance des installations existantes, l'émergence de 6 à 8 nouvelles unités de méthanisation sur des zones à fort potentiel identifiées notamment le Grand Annecy, Thonon Agglomération et la Communauté de Communes de Rumilly Terre de Savoie. La réalisation de ce potentiel suppose une mobilisation coordonnée des acteurs locaux : collectivités, agriculteurs, gestionnaires de stations d'épuration, opérateurs de réseaux. Plusieurs démarches territoriales sont déjà engagées en ce sens.

Un enjeu clé : maintenir les capacités d'injection de gaz renouvelable : la production de biométhane étant stable tout au long de l'année, alors que la consommation de gaz est fortement saisonnière, la capacité à injecter du gaz renouvelable dans les réseaux est directement conditionnée par le niveau des consommations estivales. Sans adaptation des infrastructures, certaines zones du département pourraient connaître des épisodes de saturation dès 2032-2035, empêchant la valorisation intégrale du gaz vert produit localement. Des solutions existent, principalement sous la forme de **maillages entre zones de consommation**, permettant d'élargir les capacités d'accueil des réseaux. Leur mise en œuvre nécessite cependant d'être anticipée et coordonnée avec les dynamiques de projets de production et l'évolution des consommations locales. La réalisation d'un rebours à l'échelle départementale n'apparaît pas pertinente d'un point de vue technico-économique au regard du potentiel identifié. Ces enjeux soulignent la nécessité d'une **planification multi-énergie**, intégrant pleinement la complémentarité entre réseaux de gaz et réseaux de chaleur, en particulier pour préserver les usages estivaux indispensables à l'injection.



Des équilibres économiques à préserver : la baisse tendancielle des volumes de gaz acheminés, dans un service dont les coûts sont largement fixes, génère un **effet ciseau** susceptible de peser sur les tarifs d'acheminement et, in fine, sur la facture des usagers. Cette dynamique est déjà perceptible avec la hausse de l'ATRD de +27,5 % intervenue en juillet 2024. L'étude conduite par AMORCE sur le territoire du Syane confirme que le déclassement de tronçons de réseau ne constitue pas un levier structurant à cette échelle : le gisement déclassable est estimé à seulement 1 à 2 % des canalisations, pour un effet sur la trajectoire tarifaire inférieur à 1 %. La pérennité économique du service public de distribution de gaz repose davantage sur une combinaison de leviers complémentaires : maintien du nombre de clients raccordés, efforts de performance et d'optimisation de l'exploitation par GRDF évalués à environ 3 % par an, développement progressif du gaz renouvelable et cohérence des choix d'aménagement et d'énergie à l'échelle départementale.

Une démarche au service d'une stratégie partagée : en définitive, cette étude appelle à une approche départementale coordonnée, associant le Syane, GRDF et les collectivités, pour concilier trois objectifs indissociables : réduire les consommations de gaz fossile, développer une production locale de gaz renouvelable et garantir un service public de distribution durable, sûr et économiquement soutenable. Le nouveau contrat de concession conclu entre le Syane et GRDF constitue à cet égard un cadre structurant pour organiser la concertation, articuler les choix d'aménagement et d'énergie, et prioriser les actions à engager d'ici 2035, en vue de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Introduction

Dans un contexte de transition énergétique, réaffirmé par la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) le 13 février 2026, le Syane a souhaité porter une étude départementalisée sur la distribution publique de gaz en Haute-Savoie. L'enjeu est d'appréhender, de manière cohérente, la place du gaz dans le mix énergétique local et les perspectives d'évolution du service public, au-delà du seul périmètre de concession du Syane.

Cette étude s'appuie sur une coopération étroite entre le Syane et GRDF et sur une mutualisation de leurs ressources et compétences : données, expertise technique, capacité d'analyse territoriale et de planification énergétique. Elle intervient en parallèle de la mise en place récente d'un nouveau contrat de concession entre le Syane et GRDF, qui renouvelle la gouvernance du service public de distribution de gaz et fixe un cadre partagé pour accompagner l'évolution des usages, le développement des gaz renouvelables et l'optimisation de réseaux publics de distribution relativement jeunes et appelés à jouer un rôle de long terme.

Le présent document, et le support de présentation associé ont ainsi pour vocation de proposer un diagnostic de la distribution publique de gaz, de dégager les principaux enjeux à l'horizon 2035 et 2050, et d'alimenter la réflexion des collectivités sur l'organisation territoriale du service public de gaz à l'échelle de la Haute-Savoie. Ils constituent un socle commun de connaissance et de dialogue entre le Syane, GRDF et les communes, au service d'une stratégie partagée de transition énergétique.

Le rapport propose d'abord des éléments de compréhension sur le gaz en revenant sur son histoire et sur la manière dont la filière s'est structurée au niveau national. Des repères sur les consommations, les usages, la approvisionnements les infrastructures, l'organisation et la tarification sont présentés au niveau national puis déclinés à l'échelle de la Haute-Savoie. La deuxième grande partie du rapport développe l'exercice de prospective en proposant un scénario de production de gaz local, des scénarios d'évolution des consommations avec leurs conséquences sur les capacités d'injection de gaz dans le réseau et enfin les impacts économiques et des leviers qui permettraient d'assurer un service de distribution de gaz pérenne dans le temps. Ce cheminement visant à articuler les repères historiques et nationaux avec les réalités locales, pour éclairer les choix à venir, conduit au premier chapitre consacré à l'histoire du gaz et à la manière dont cette énergie s'est progressivement imposée puis transformée au fil des évolutions techniques, économiques et politiques.

1. Histoire du gaz en tant qu'énergie

D'abord utilisé pour l'éclairage public au XIX^e siècle, le gaz a progressivement accompagné l'urbanisation, l'industrialisation puis la généralisation du confort domestique, avant d'entrer aujourd'hui dans une nouvelle phase marquée par la décarbonation et l'essor des gaz renouvelables.

Les premiers usages énergétiques du gaz apparaissent au XIX^e siècle avec le **gaz manufacturé**, ou « gaz de ville », produit à partir de la distillation de la houille dans des usines à gaz. Ce gaz, stocké dans des gazomètres puis distribué via des réseaux en fonte, sert d'abord à l'éclairage public des centres urbains, avant de se diffuser progressivement vers les usages domestiques (cuisson, puis chauffage) et industriels.

Cette période voit l'émergence d'un service public local du gaz, organisé autour de concessions accordées par les communes à des opérateurs privés ou semi-publics.



Figure 1 : Dessin d'une usine à gaz (1821) et photo d'un allumeur de réverbères en 1939 place de Concorde

Au début du XX^e siècle, les premières ressources de **gaz naturel** commencent à être exploitées, mais c'est surtout après la Seconde Guerre mondiale que cette énergie s'impose progressivement en substitution du gaz de houille. La découverte et l'exploitation de gisements (notamment le gisement de Lacq en France) permettent de disposer d'un gaz abondant, mieux maîtrisé sur le plan de la qualité, plus performant sur le plan énergétique.



Figure 2 : Le bassin de Lacq en 1957

En 1946, la **nationalisation** de la myriade d'opérateurs locaux au sein d'une entreprise publique unique, Gaz de France (GDF), marque une étape majeure. Elle permet d'unifier la gestion de la filière, de planifier le développement des réseaux et de renforcer la dimension de service public.



Figure 3 : Logo de Gaz de France de 1988 à 2002

Des années 1960 aux années 2000, le gaz naturel connaît un véritable âge d'or. Sa bonne performance énergétique, la souplesse de son usage, la facilité de transport et la montée en puissance des grandes infrastructures (réseaux de transport à haute pression, terminaux méthaniers, stockages souterrains) en font une énergie qui prend de l'importance dans le mix énergétique français.

Le gaz se diffuse dans le résidentiel et le tertiaire pour le chauffage et la cuisson, dans l'industrie pour les procédés thermiques et dans la production d'électricité et de chaleur. Il contribue également à la sécurité d'approvisionnement du système énergétique, en particulier en période hivernale de pointe, grâce à sa capacité à fournir rapidement de fortes puissances.

Sous l'impulsion européenne, la fin des années 1990 marque le début de la **libéralisation** : séparation progressive des activités (production, transport, distribution, fourniture), ouverture à la concurrence sur les marchés de gros puis de détail, mise en place d'autorités de régulation indépendantes. La distribution publique de gaz devient une activité de monopole régulée, exercée dans le cadre de concessions, tandis que la fourniture est ouverte à la concurrence.

Depuis le début des années 2000, le gaz s'inscrit de plus en plus dans le cadre des politiques climatiques et de la transition énergétique. Si le gaz naturel demeure une énergie fossile émettrice de gaz à effet de serre, il est aussi perçu comme une énergie de transition, plus faiblement émettrice que d'autres combustibles fossiles (charbon, fioul), et surtout comme un vecteur permettant d'intégrer des gaz renouvelables dans le système énergétique. La mise en œuvre progressive des plans énergie-climat européens, nationaux, et territoriaux fixe des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), de baisse des consommations d'énergies fossiles et de développement des énergies renouvelables.

La volatilité des prix et les tensions géopolitiques autour des routes d'approvisionnement, particulièrement visibles lors de la crise énergétique européenne déclenchée en 2021-2022 sont à prendre en compte dans les politiques publiques dans un souci de résilience et de souveraineté énergétique.

Dans ce contexte, tous les scénarios de **neutralité carbone** à l'horizon 2050 (France et Union européenne) convergent vers une baisse significative des consommations de gaz fossile, couplée à une montée en puissance des gaz renouvelables et bas carbone.



Figure 4 : Méthaniseur agricole en injection (Bassy 74910)

En effet, depuis le début des années 2010, on observe l'essor des gaz renouvelables, au premier rang desquels le biométhane. En 2011, la première **injection de biogaz** dans les réseaux français ouvre la voie à une filière qui connaît depuis une croissance continue. Aujourd'hui, plus de 800 sites injectent du biométhane dans les réseaux nationaux. D'autres filières de gaz renouvelable (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation, hydrogène) sont en cours d'industrialisation et devraient progressivement compléter ce bouquet.

L'histoire du gaz entre ainsi dans une nouvelle séquence, où les infrastructures existantes (réseaux de transport et de distribution, stockages, terminaux méthaniers) deviennent des leviers de décarbonation, à condition d'être adaptées aux évolutions des volumes et des usages du gaz. Les réseaux, relativement jeunes en France, constituent un atout pour accueillir ces nouveaux gaz, à l'échelle nationale comme à l'échelle de territoires tels que la Haute-Savoie.

2. La place du gaz au niveau national

Le gaz occupe une place relativement importante dans le système énergétique français (19% de la consommation finale), même si sa consommation suit une tendance à la baisse sous l'effet combiné des politiques climatiques, de la maîtrise de la demande en énergie et des crises énergétiques récentes. Cette place est présentée à travers quatre dimensions principales : l'apport du gaz au système énergétique dans sa globalité, les niveaux de consommation, la répartition des usages, les origines de l'approvisionnement et les infrastructures.

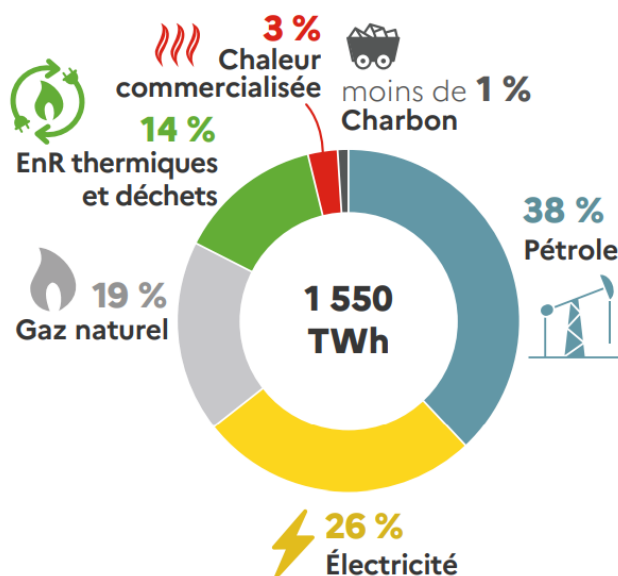


Figure 5 : Consommation finale à usage énergétique par énergie en 2024 (SDES)

Sur les 30 dernières années, la consommation annuelle moyenne de gaz en France s'est établie autour de 470 TéraWattheures (TWh). Après une phase de croissance puis de relative stabilité, la tendance est désormais clairement à la baisse. En 2024, la consommation de gaz s'élève à 361 TWh, soit un niveau nettement inférieur à la moyenne de ces dernières années. Cette diminution s'est particulièrement accélérée depuis 2020 sous l'effet de plusieurs facteurs :

- Une moindre rigueur climatique sur certaines périodes de chauffe ;
- Un ralentissement de certaines activités industrielles à la suite de la crise sanitaire du COVID ;
- Des comportements de sobriété renforcés par la hausse des prix de l'énergie lors de la crise énergétique de 2022 ;
- Les effets de l'amélioration de l'efficacité énergétique (rénovation des bâtiments, amélioration de la performance des équipements, optimisation des procédés industriels, etc.).

Cette baisse est appelée à se poursuivre dans les prochaines années. En effet, les scénarios nationaux, y compris ceux portés par la filière gazière, (présentés plus loin) convergent vers une réduction très significative des consommations de gaz en général à l'horizon 2050 accompagnée d'une quasi-disparition des gaz fossiles qui seraient remplacés par des gaz renouvelables.

2.1. La contribution du gaz au système énergétique

La France a fait le choix d'un mix énergétique diversifié pour assurer ses besoins en énergies. Ce mix s'appuie sur des systèmes de productions variés :

- Des systèmes de production d'électricité, avec le nucléaire, les énergies renouvelables électriques (solaire photovoltaïque, éolien, hydro électricité), et des centrales à gaz, permettant d'assurer une production d'énergie continue sur l'année
- Des systèmes flexibles, permettant de répondre aux variations d'appel de puissance, notamment en hiver lors de pointe de froid, avec le gaz, les réseaux de chaleur, le bois, le fioul, etc.

Le gaz est la principale énergie permettant d'assurer la pointe de consommation hivernale. Lors des derniers hivers froids, le gaz a fourni jusqu'à 50% des besoins en énergie en période de pointe. A titre d'exemple, le 6 janvier 2024, date à laquelle les températures étaient négatives en France, 125 GW de gaz et 90 GW d'électricité ont été appelés. A ce moment-là, le gaz représentait également 11% de la production centralisée d'électricité.

Le système gazier, aux côtés des autres énergies stockables, apporte ainsi résilience et flexibilité au mix énergétique français.

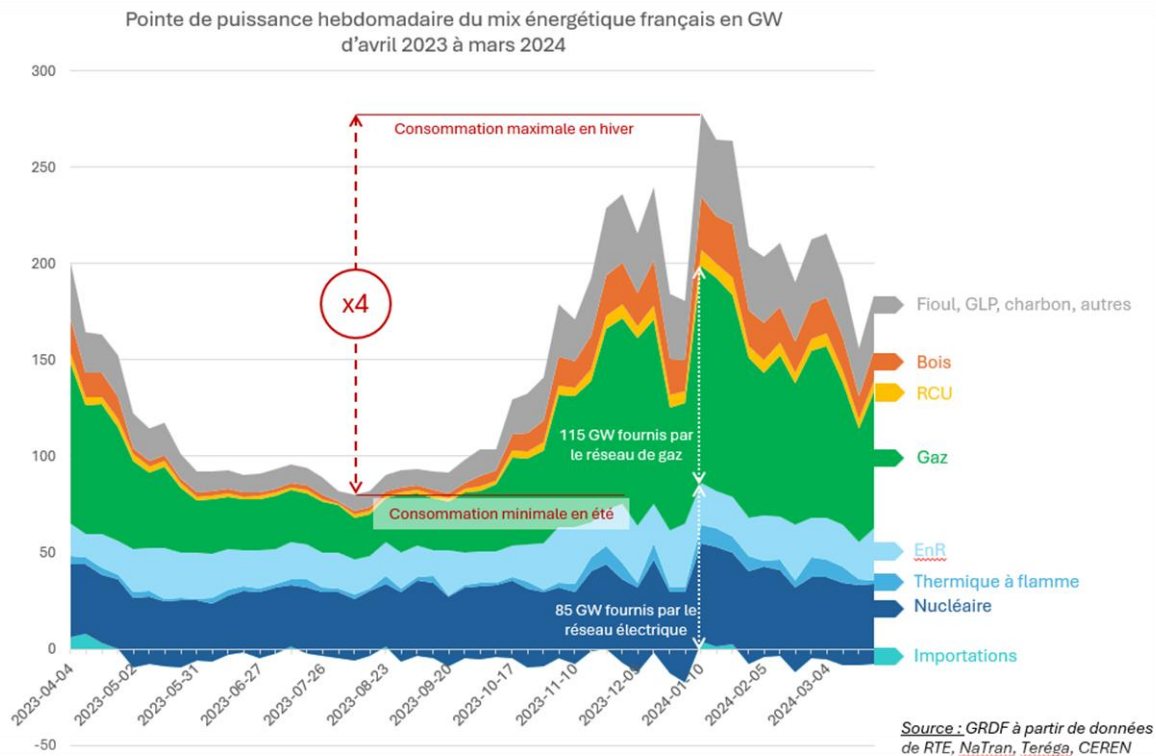


Figure 6 – Appel de puissance de pointe hebdomadaire du mix énergétique français en GW

2.2. Les usages du gaz et leurs évolutions

En 2024, le gaz couvre environ 40% des besoins de chaleur en France auxquels sont alloués les deux tiers des consommations de gaz. Ses usages sont diversifiés, mais se concentrent sur quelques grands secteurs :

- **Le résidentiel** représente environ **32%** de la consommation finale de gaz. Il est principalement utilisé pour le chauffage des logements, la cuisson et l'eau chaude sanitaire (ECS).

- **L'industrie** compte pour environ **29%** des consommations de gaz qui sert à la fois de combustible pour des procédés thermiques (chaleur, fours, séchage, etc.) et de matière première (chimie, engrais).
- **Le tertiaire** (bureaux, commerce, établissements de santé, enseignement, etc.) représente environ **18%** des consommations de gaz majoritairement pour le chauffage et l'ECS.
- **La production d'électricité et de chaleur** (centrales à cycle combiné gaz, cogénérations) consomme environ **15%** du gaz avec un rôle particulier pour couvrir les pointes de consommation électrique, notamment en hiver grâce à la disponibilité et la mobilisation rapide de ces moyens de production.

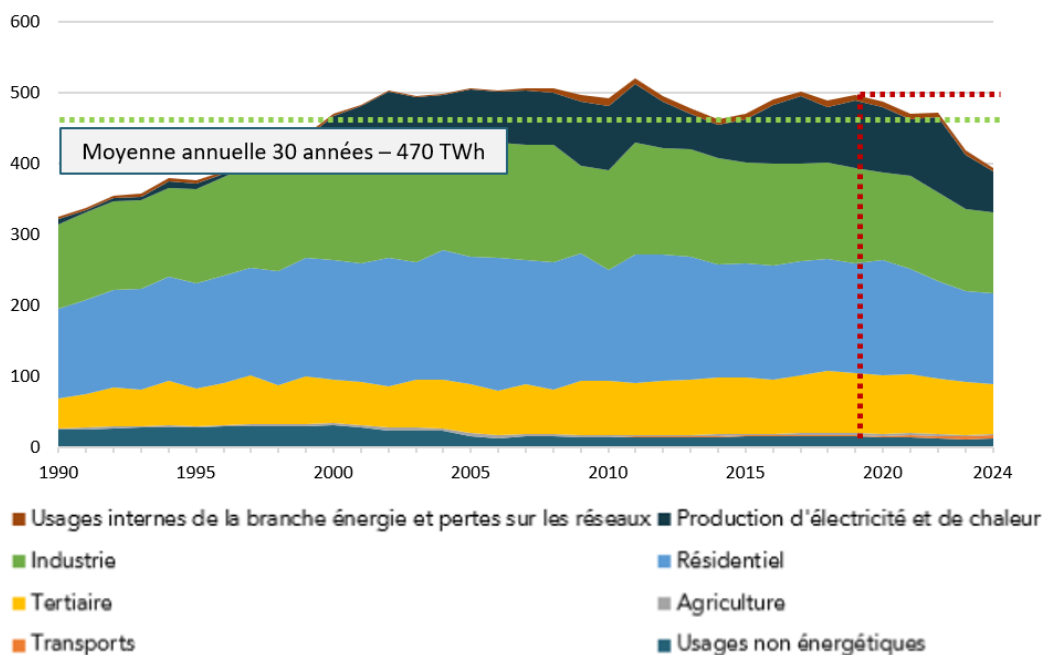


Figure 7 : Les usages du gaz par secteur et leurs évolutions

Depuis 2020, la baisse des consommations touche la plupart des secteurs avec quelques nuances :

- Dans le résidentiel et le tertiaire, la diminution est liée à la rénovation énergétique, à la diffusion de chaudières plus performantes, au développement de solutions hybrides (chaudière gaz + pompe à chaleur) et à certains transferts vers d'autres vecteurs (électricité, réseaux de chaleur).
- Dans l'industrie, la baisse résulte à la fois de mutations structurelles (déshindustrialisation partielle, évolution des procédés) et d'efforts de performance énergétique.
- Dans la production d'électricité, le recours au gaz peut varier fortement selon la disponibilité des autres moyens de production (nucléaire, hydraulique, renouvelables), mais la trajectoire globale reste encadrée par les objectifs de décarbonation.

2.3. Origines du gaz et évolution de l'approvisionnement

Pendant plusieurs décennies, la France a pu compter sur une part significative de gaz domestique, notamment issue du gisement de Lacq. La déplétion progressive de ces ressources, combinée à celle d'autres

grands gisements européens, en particulier le gisement néerlandais de Groningue (gaz dit « B »), a profondément modifié la géographie de l’approvisionnement.

Aujourd’hui, le gaz consommé en France est très majoritairement importé, soit par gazoducs, soit sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). En 2024, les principaux pays fournisseurs de la France sont :

- La Norvège, via des gazoducs sous-marins et des interconnexions avec le réseau européen ;
- Les États-Unis, par des livraisons croissantes de GNL ;
- La Russie, dans des volumes toutefois réduits depuis 2022, les flux gaziers russes vers l’Union européenne ayant très fortement diminué à la suite de la guerre en Ukraine et des sanctions européennes ;
- L’Algérie, via des livraisons de GNL et des flux transitant par d’autres pays.

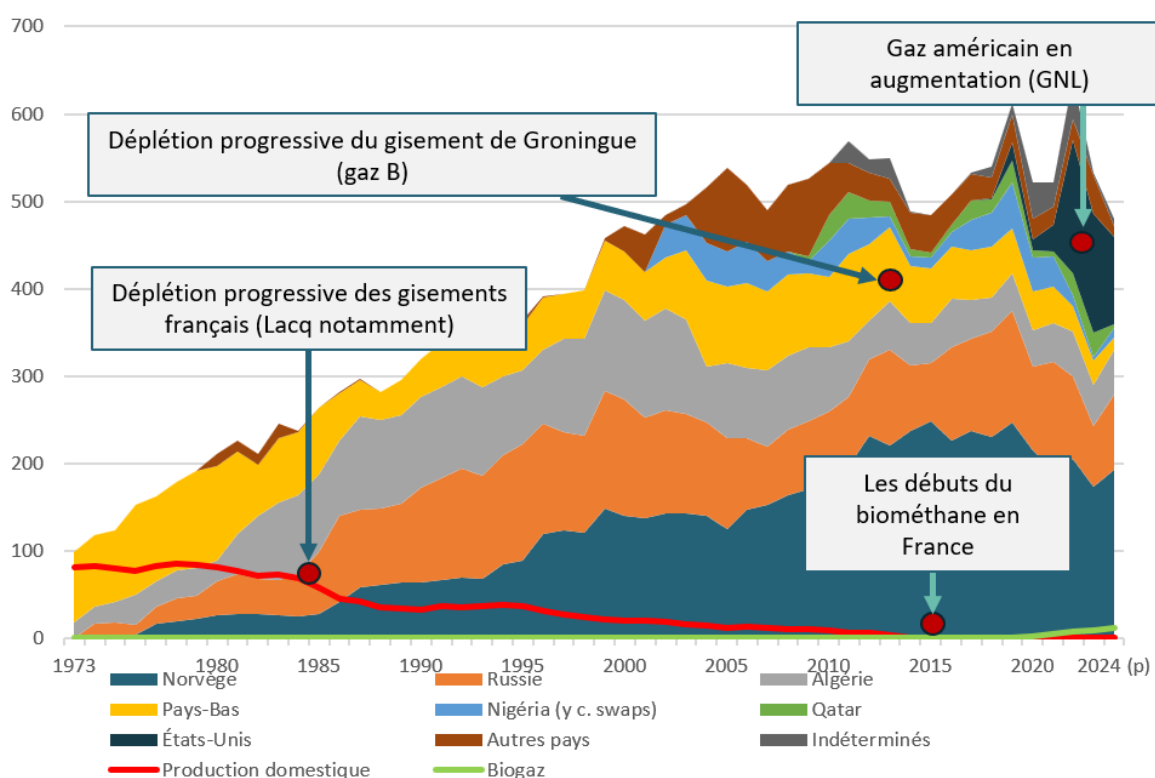


Figure 8 : Les origines du gaz en France et leurs évolutions (TWh/an)

En 2024, l’acheminement de gaz vers la France représente environ 480 TWh, dont près de 125 TWh sont réexportés vers les pays voisins. La France est donc un pays qui joue un rôle de transit dans le système gazier européen. Le solde des échanges gaziers reste fortement déficitaire, à hauteur d’environ 26 milliards d’euros en 2024. Le pays est fortement dépendant des importations pour cette énergie.

Parallèlement, la production nationale de gaz renouvelable est en développement. Le biométhane injecté dans les réseaux atteint environ 12 TWh en 2024, soit environ 3,5 % de la consommation finale de gaz, avec 731 sites de production contre seulement 6 il y a dix ans. Le biogaz représente environ 6 % des énergies renouvelables en France.

2.4. Infrastructures gazières

Le système gazier français s'appuie sur un ensemble d'infrastructures interconnectées entre elles, au réseau européen et au marché mondial du GNL.

Les **réseaux de transport**, à haute pression, assurent l'acheminement du gaz depuis les points d'entrée (frontières, terminaux méthaniers, sites de production) vers les grands bassins de consommation et les réseaux de distribution. La France est reliée par gazoducs terrestres à la Belgique, à l'Allemagne, à la Suisse et à l'Espagne et par un gazoduc sous-marin à la Norvège.

La France dispose de 4 **terminaux méthaniers** permanents (Fos Tonkin, Fos Cavaou, Dunkerque, Montoir-de-Bretagne) auxquels s'ajoute un terminal flottant temporaire au Havre, mis en service pour renforcer la sécurité d'approvisionnement après la crise énergétique de 2022. Ces terminaux permettent à la France d'être pleinement intégrée au marché mondial du GNL, en particulier vis-à-vis des États-Unis, du Qatar et de l'Algérie.

Les installations de **stockage souterrain** (cavités salines, aquifères) jouent un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement et la gestion saisonnière. Elles permettent de lisser la consommation entre l'été (période de remplissage) et l'hiver (période de soutirage) et de faire face aux pointes de demande en cas de froid hivernal marqué.

Le **réseau de distribution**, exploité principalement par GRDF mais aussi par des entreprises locales de distribution (ELD) et des régies, constitue l'ultime maillon de la chaîne. Il achemine le gaz jusqu'aux consommateurs finaux. GRDF exploite environ 206 000 km de canalisations, sur près de 9 500 communes, couvrant environ 78 % de la population française et desservant 11 millions de clients. L'âge moyen de ces canalisations est de 28 ans, 83 % d'entre elles ayant été construites ou renouvelées à partir des années 1980, ce qui confère au réseau un caractère relativement jeune avec une durée d'exploitation résiduelle estimée à au moins 50 ans en moyenne.

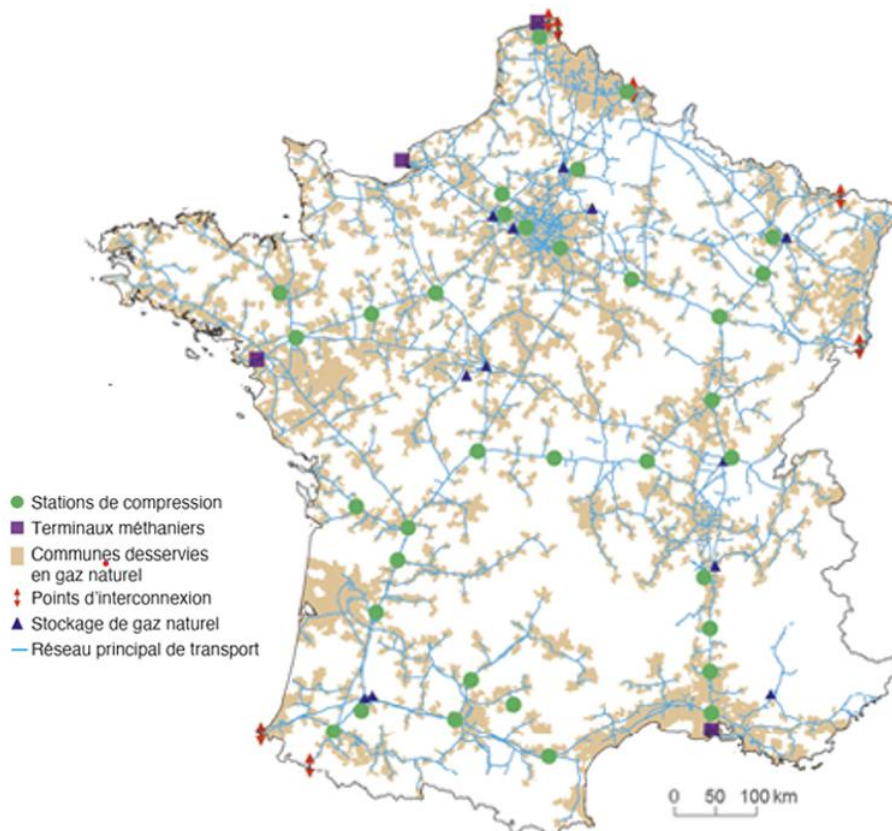


Figure 9 : Cartographie des infrastructures gazières de la France métropolitaine

3. Fonctionnement du marché du gaz

3.1. Un système avec une séparation claire des activités

Le secteur du gaz en France a connu en quelques décennies une profonde transformation de son organisation. Précédemment structuré autour d'un modèle intégré, où une même entité (GDF) maîtrisait l'ensemble de la chaîne de valeur (de l'approvisionnement à la fourniture aux clients finaux), il fonctionne désormais dans un cadre libéralisé, marqué par une séparation nette entre les activités concurrentielles et les activités de monopole naturel, sous le contrôle étroit des pouvoirs publics et du régulateur.

Aujourd'hui, la chaîne gazière française peut être schématiquement décrite en quatre maillons distincts :

- **L'approvisionnement** amont (exploration, production, importations, achats sur les marchés de gros) est assuré par des acteurs commerciaux qui négocient des contrats de long terme avec les producteurs ou achètent du gaz sur les bourses gazières et les marchés de gré à gré.
- **Le transport et le stockage** sont réalisés par des opérateurs spécialisés. Des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) exploitent les grands gazoducs à haute pression et les terminaux méthaniers. Ces activités sont des quasi-monopoles, encadrés par la régulation.
- **La distribution publique** de gaz est assurée par des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) : principalement GRDF à l'échelle nationale (environ 95% des réseaux), mais aussi des entreprises locales de distribution (ELD) et des régies (les 5% restants). Il s'agit de monopoles naturels, organisés dans le cadre de concessions.
- **La fourniture** de gaz aux consommateurs finaux (particuliers, tertiaire, industrie, collectivités) est ouverte à la concurrence : de nombreux fournisseurs, historiques ou alternatifs, proposent des offres commerciales, en concurrence sur les prix, les services et, de plus en plus, la part de gaz renouvelable incluse dans leurs contrats.

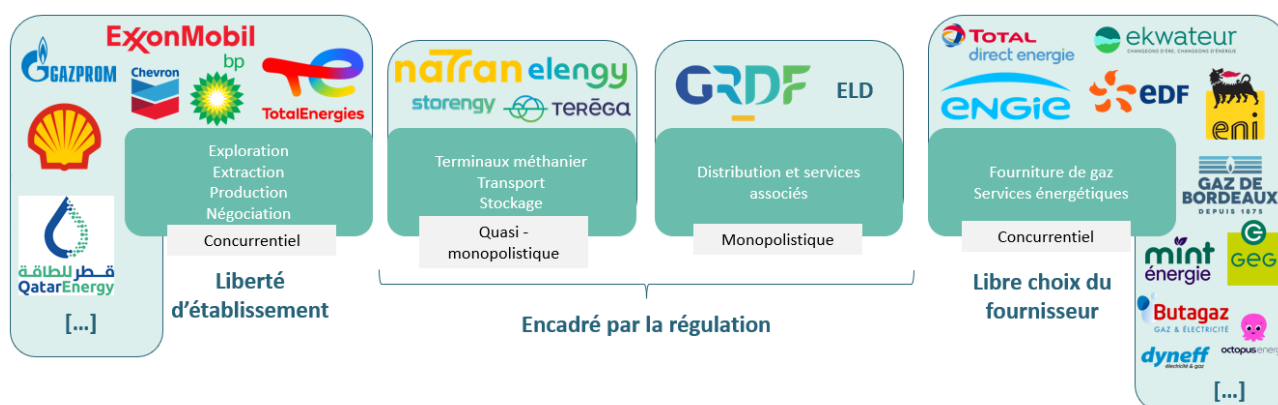


Figure 10 : représentation des maillons de la chaîne gazière et illustration d'acteurs

Cette segmentation permet en théorie de combiner plusieurs objectifs : garantir la neutralité et l'efficacité des infrastructures essentielles, tout en laissant la concurrence agir sur les segments où elle est jugée bénéfique pour les consommateurs (prix, innovation, services). Les infrastructures de transport, de stockage et de distribution constituent des monopoles naturels, leur duplication serait économiquement inefficace. C'est pour cette raison que leurs gestionnaires sont soumis à une régulation spécifique décrite ci-après.

3.2. La distribution publique de gaz

La distribution publique de gaz naturel constitue le **maillon de proximité** de la chaîne gazière : elle assure l'acheminement du gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux points de livraison des consommateurs finaux (particuliers, entreprises, collectivités). Elle relève d'un service public local, encadré à la fois par l'État, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et les Autorités Organisatrices de la Distribution de Gaz (AODG).

La distribution publique de gaz est exercée dans le cadre d'un modèle concessif : les réseaux appartiennent aux collectivités (communes ou syndicats d'énergie) qui en confient l'exploitation à un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) via un contrat de **concession**.

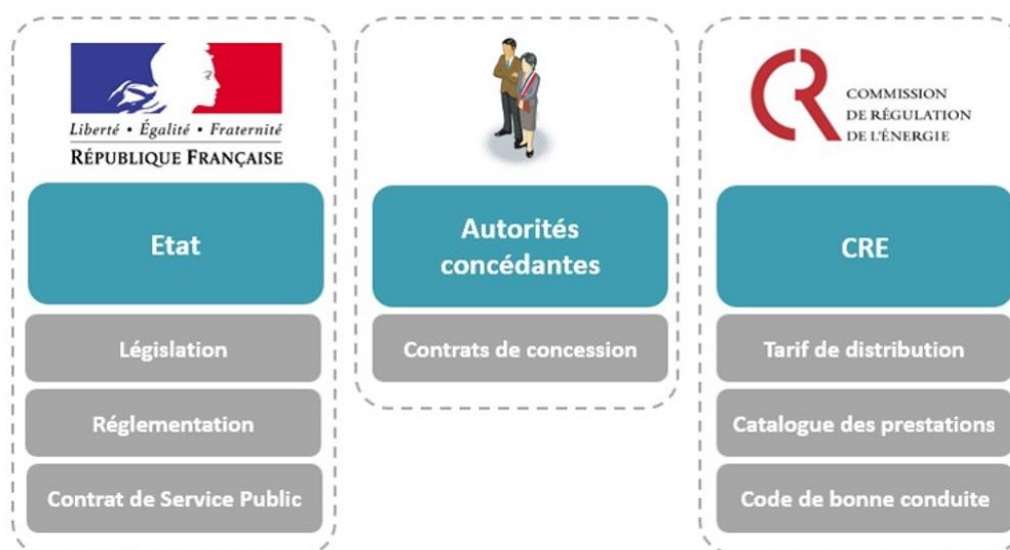


Figure 11 : autorités encadrant les missions de distribution publique de gaz

L'Etat, via le ministère chargé de l'énergie fixe les grandes orientations politiques énergétiques et les règles générales applicables (code de l'énergie).

La CRE encadre l'activité des GRD en définissant notamment les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution : l'ATRD (Accès des Tiers au Réseau de Distribution).

Les AODG, aussi appelées autorités concédantes (communes ou syndicats comme le Syane), sont propriétaires des ouvrages et concluent et suivent les contrats de concession. Elles contrôlent la bonne exécution du service public et orientent la politique d'adaptation des réseaux avec comme objectif principal la défense des intérêts des usagers et des territoires.

Cet encadrement à la fois national et local garantit que les choix d'investissement et les conditions d'exploitation des réseaux répondent à la fois aux objectifs de sécurité d'approvisionnement, d'efficacité économique, de protection des consommateurs et de transition énergétique.

3.3. La tarification du gaz

La tarification du gaz payé par un consommateur final résulte de l'addition de composantes différentes correspondant à des activités séparées. Elle reflète à la fois un prix de marché (la fourniture), des tarifs régulés (l'accès aux infrastructures) et des taxes. En pratique, ces composantes distinctes sont regroupées dans une facture unique émise par le fournisseur.

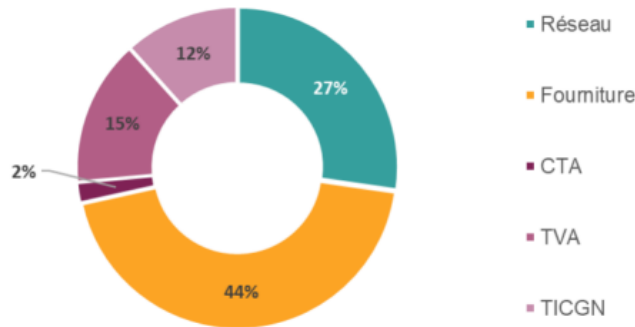


Figure 12 : Composition d'une facture type (rapport CRE sur le fonctionnement des marchés de détail)

La fourniture correspond au coût d'achat de la molécule de gaz par les fournisseurs (sur les marchés de gros, via des contrats de long terme, etc.), auquel s'ajoutent ses coûts commerciaux et sa marge. Cette composante représente environ **44%** d'une facture type.

La fiscalité (taxes et TVA) représente environ **32%** de la facture. Elle intègre notamment la TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) et la TVA (Taxe sur la Valeur Ajouté). Le détail exact dépend du profil de consommation et de la structure contractuelle.

Enfin, **la part réseaux** rémunère l'utilisation des infrastructures nécessaires pour acheminer le gaz jusqu'au client. Elle est régulée par des tarifs fixés par la CRE et représente environ **27%** de la facture, répartie entre stockage (environ 3%), transport (environ 4%) et surtout **distribution (environ 20%)**.

Pour la distribution, il s'agit de l'**ATRD** (Accès de Tiers au Réseau de Distribution). Ce tarif régulé (fixé par la CRE) est construit dans un cadre pluriannuel, révisé tous les 4 ans et ajusté annuellement. Il permet à tous les fournisseurs de gaz d'accéder au réseau de distribution dans des conditions équitables. L'objectif est de couvrir les coûts d'un gestionnaire efficace en tenant compte d'usagers et de consommations qui évoluent dans le temps. Ce point devient très stratégique dans un contexte de baisse des consommations.

L'ATRD7 est entré en vigueur au 1er juillet 2024 pour une durée de 4 ans. Il marque une augmentation moyenne de 27,5% par rapport au tarif précédent. Cette évolution s'explique notamment par une augmentation des charges à couvrir et une baisse estimée au niveau national des consommations et du nombre de consommateurs.

Pour GRDF, l'ATRD est péréqué au niveau national, ce qui signifie que les charges et produits sont foisonnés à l'échelle de l'activité globale de GRDF contribuant à une forme de solidarité tarifaire entre territoires. Les ELD disposent de tarifs péréqués à leur échelle (10 tarifs péréqués dont 9 spécifiques et 1 commun). À côté de ces modèles, il existe également des tarifs non péréqués associés à certaines dessertes concédées dans le cadre de concurrence (plus de 200 tarifs non péréqués).

3.4. Le biométhane

Le biométhane est strictement interchangeable avec le gaz naturel tout en présentant un contenu carbone nettement réduit. Son développement est ainsi au cœur des trajectoires nationales qui visent simultanément une baisse des consommations de gaz fossile et une augmentation de la part de gaz renouvelable.

La méthanisation est actuellement le socle de cette production en France. Elle repose sur la dégradation de déchets organiques en absence d'oxygène (effluents d'élevage, résidus agricoles, biodéchets, boues de stations d'épuration, certains effluents agro-industriels) et participe à la réduction du volume et à l'hygiénisation de ces déchets. La méthanisation présente des bénéfices territoriaux multiples : valorisation de déchets et sous-produits, contribution à l'économie circulaire, retombées locales (activité, emplois), et production d'un digestat pouvant se substituer à des engrais d'origine fossile, avec un enjeu important de bonne gestion agronomique et d'acceptabilité.

En France, la première **injection** de biométhane sur les réseaux date de 2011. La filière a ensuite connu une montée en puissance rapide : la production atteint environ 14 TWh en 2025, avec plus de 800 sites d'injection, soit environ 3,5 % de la consommation finale de gaz. Les dynamiques de développement restent fortes, avec une capacité installée de l'ordre de 14 TWh/an et un portefeuille important d'environ 1 400 projets représentant environ 32 TWh de capacité potentielle.

Le développement du biométhane n'est pas seulement une question de gisements ou de projets : c'est aussi un sujet d'intégration au système. La production de biométhane est relativement stable tout au long de l'année, tandis que la consommation de gaz est très saisonnière, avec un creux estival. Or, les capacités d'injection dans une zone donnée sont fortement contraintes par la consommation locale, en particulier en été : on ne peut pas injecter durablement plus que ce que la maille de réseau consomme (voir chapitre 8). Cela renforce l'intérêt d'une planification territoriale coordonnée, et d'une vision multi-énergies (interaction avec les réseaux de chaleur, l'électrification de certains usages, ou encore la mobilité bioGNV).

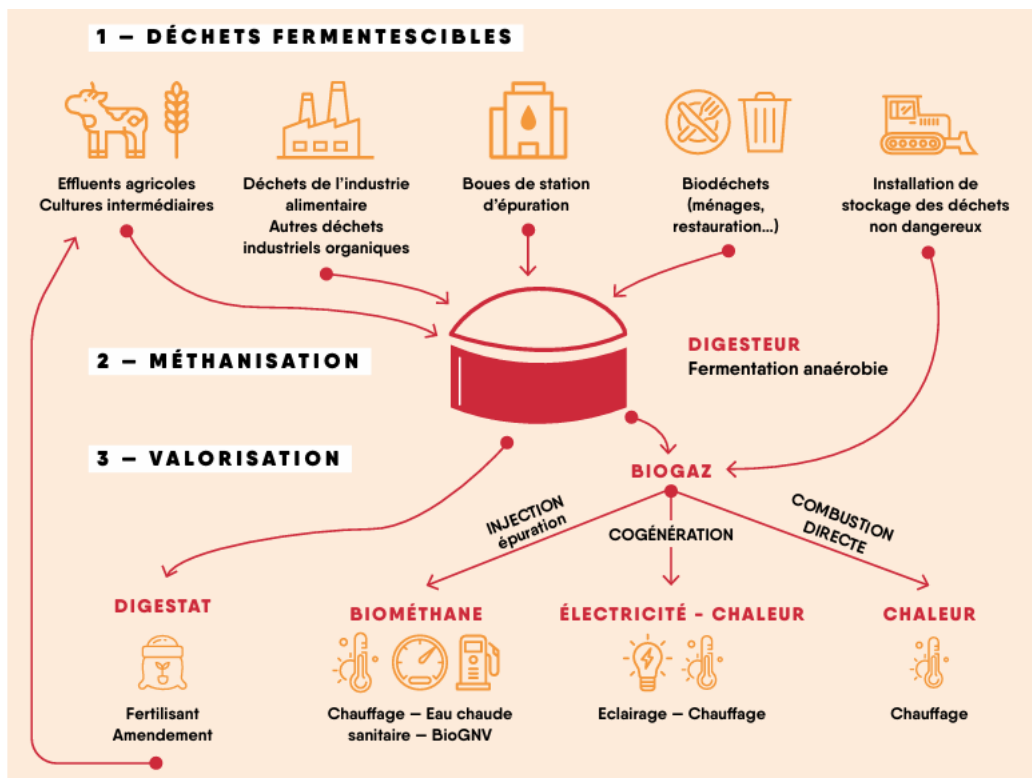


Figure 13 : le fonctionnement de la méthanisation : des déchets organiques aux produits valorisés (CLER)

Si la méthanisation est aujourd’hui la filière la plus mature, d’autres voies de production de gaz renouvelables et bas carbone sont en cours de développement et pourraient compléter la production domestique à moyen terme. Les principales filières identifiées sont la pyrogazéification (et plus largement certaines filières de gazéification de biomasse), la gazéification hydrothermale (notamment pour des gisements humides), ainsi que la méthanation (production de méthane de synthèse à partir d’hydrogène et de CO₂). L’hydrogène constitue également un vecteur en développement, avec des enjeux propres de production, d’usages et d’intégration dans les infrastructures.

Ces filières restent toutefois à des stades de maturité différents et nécessitent, pour franchir les étapes industrielles, un cadre réglementaire stabilisé, des démonstrateurs et des soutiens publics adaptés. Elles représentent un prolongement possible de la dynamique engagée par la méthanisation, en élargissant les gisements mobilisables et en renforçant, à terme, la capacité à décarboner l’approvisionnement gazier.

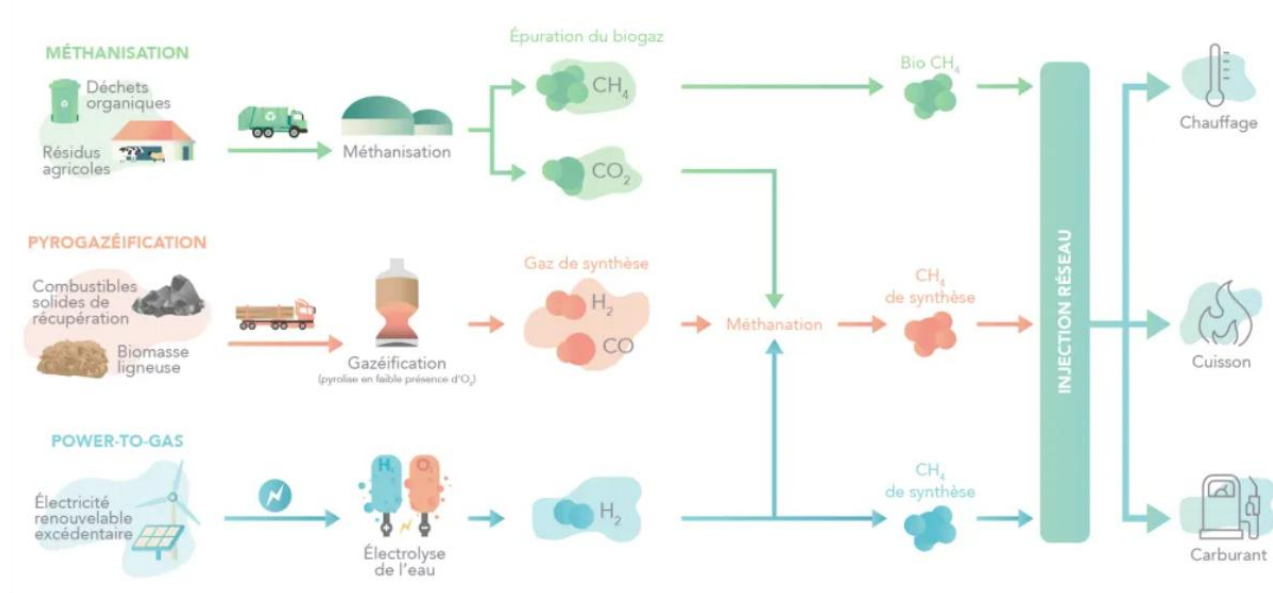


Figure 14 : schéma explicatif des différentes technologies de production de gaz renouvelables

3.5. Les trajectoires politiques publiques

Les orientations politiques s’inscrivent dans un mouvement de **long terme de décarbonation** du système énergétique, à l’échelle européenne comme nationale. Elles convergent vers une trajectoire commune : réduire progressivement les consommations de gaz d’origine fossile, tout en augmentant la part de gaz renouvelables et bas carbone dans les approvisionnements, afin de contribuer à l’objectif de **neutralité carbone à l’horizon 2050** en passant par l’étape intermédiaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % à 2030 par rapport à 1990. Cette trajectoire se traduit, pour les États membres, par des politiques visant simultanément la sobriété, l’efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables.

En **France**, ces orientations sont déclinées au travers des documents de planification nationaux. La publication de la **PPE3** le 13 février 2026 s’inscrit dans cette continuité et fixe un cadre d’action pour la période à venir. La PPE3 vise ainsi une part d’environ 15 % de gaz renouvelable dans la consommation à l’horizon 2030, tandis que les opérateurs gaziers affichent un objectif plus ambitieux de 20 %.

D'autres leviers peuvent participer à la réduction de la demande de gaz. Parmi eux, la sobriété et la rénovation énergétique constituent des déterminants majeurs, en particulier dans le résidentiel et le tertiaire, où le gaz est principalement utilisé pour les besoins de chaleur. S'y ajoutent des gains d'efficacité sur les systèmes eux-mêmes (chaudières performantes, solutions hybrides combinant gaz et pompe à chaleur, optimisation des installations) ainsi que des transferts progressifs vers d'autres vecteurs lorsque cela est pertinent (électrification de certains usages, développement de réseaux de chaleur).

Plusieurs **scénarios prospectifs** de référence permettent de situer les trajectoires possibles de consommation et de production de gaz, ainsi que les leviers associés (sobriété, efficacité, électrification, développement des gaz renouvelables). L'un des ensembles les plus mobilisés est la prospective **ADEME Transition(s) 2050**, qui propose quatre **scénarios S1 à S4** (différences marquées sur les niveaux de sobriété, l'organisation du système énergétique et les choix technologiques). On peut également s'appuyer sur le scénario de l'association **négaWatt** ainsi que sur le **PTEF** (Plan de transformation de l'économie française) porté par The Shift Project. Enfin, les trajectoires cadre de l'action publique figurent dans la **SNBC** (Stratégie Nationale Bas-Carbone) et ses documents associés.

Ces scénarios convergent vers une consommation moyenne autour de 200 TWh, nettement inférieure aux niveaux historiques, ce qui confirme le caractère structurel de la baisse attendue. Parallèlement, les différents scénarios convergent vers la nécessité de développer les moyens de production de gaz renouvelable pour atteindre la neutralité carbone.

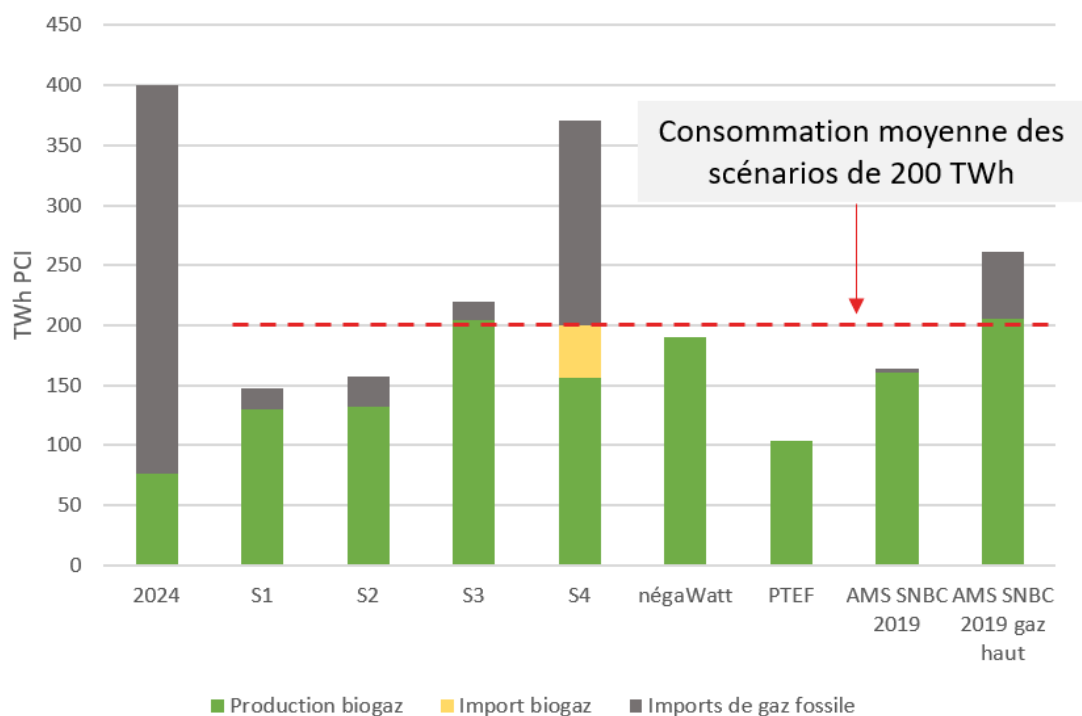


Figure 15 : scénarios de consommation de gaz à horizon 2050 et leurs sources d'approvisionnement

Dans toutes ces trajectoires, le vecteur gaz conserve un rôle dans la résilience et la gestion des pointes, notamment en période hivernale. Dans cette perspective, les infrastructures gazières existantes sont un atout stratégique pour permettre d'acheminer et faciliter l'intégration de gaz décarboné dans le système énergétique.

4. Le gaz en Haute-Savoie aujourd'hui

4.1. État des lieux

En Haute-Savoie, le gaz occupe une place significative dans le mix énergétique. En effet, il constitue le quatrième poste de consommation d'énergie finale et représente environ **16 % de l'énergie finale** consommée pour environ 18 % des émissions de gaz à effet de serre du territoire. Cette contribution climatique s'explique par des usages principalement orientés vers la chaleur, dans des secteurs où le gaz demeure présent.

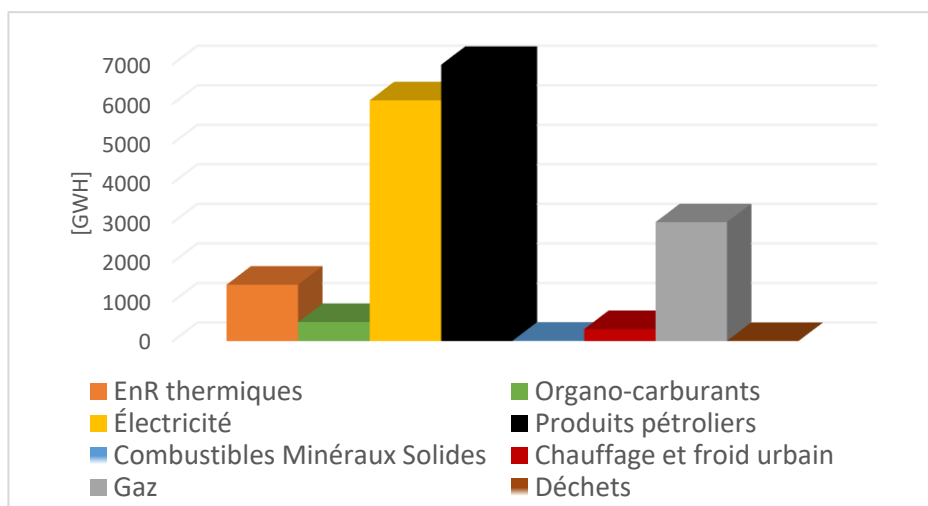


Figure 16 : Consommation d'énergie finale en Haute-Savoie

La desserte gazière en Haute-Savoie repose sur un **réseau de distribution** d'environ **2 075 km** de canalisations, qui n'est pas continu à l'échelle du département mais organisé par « poches » de communes desservies, alimentées depuis les postes de livraison du réseau de transport.

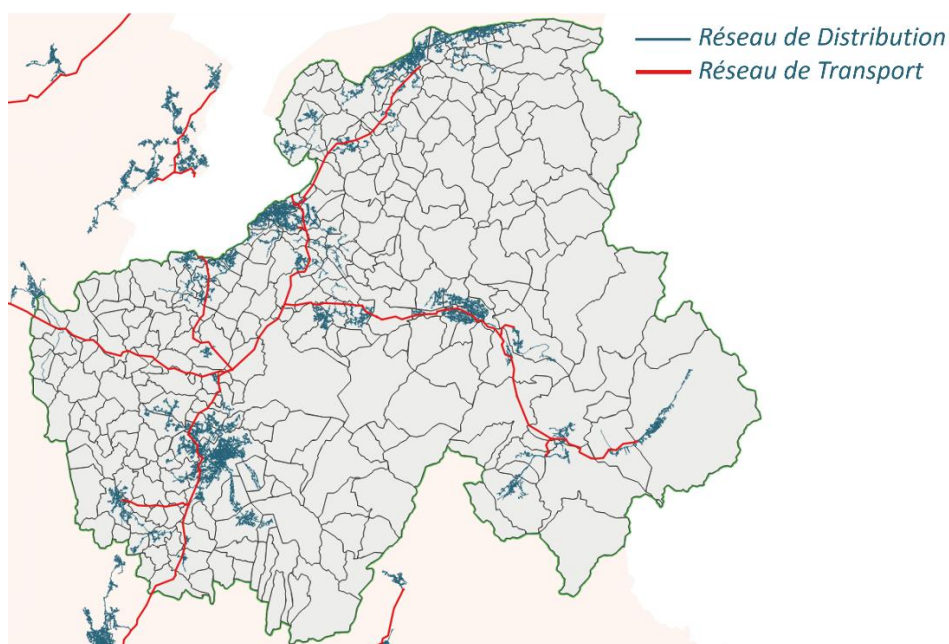


Figure 17 : Cartographie des réseaux de transport et de distribution en Haute-Savoie

Le gaz représente environ **18 %** de la consommation du **résidentiel**, **30 %** du **tertiaire**, **27 %** de **l'industrie** et environ **4 %** de **l'agriculture**. Cette répartition souligne la sensibilité de sa trajectoire aux politiques de rénovation, d'efficacité énergétique et de substitution (électrification, réseaux de chaleur).

L'évolution récente combine deux tendances structurantes. D'un côté, la **consommation de gaz diminue**, avec un rythme moyen d'environ **-2,2 % par an** (période récente de référence de l'étude). De l'autre, le **nombre de clients augmente** (à l'inverse de la tendance nationale), d'environ **+3 % par an**, dont l'essentiel dans le résidentiel. Le territoire apparaît donc à la fois attractif (croissance du parc et des raccordements) et engagé dans la réduction des consommations unitaires.

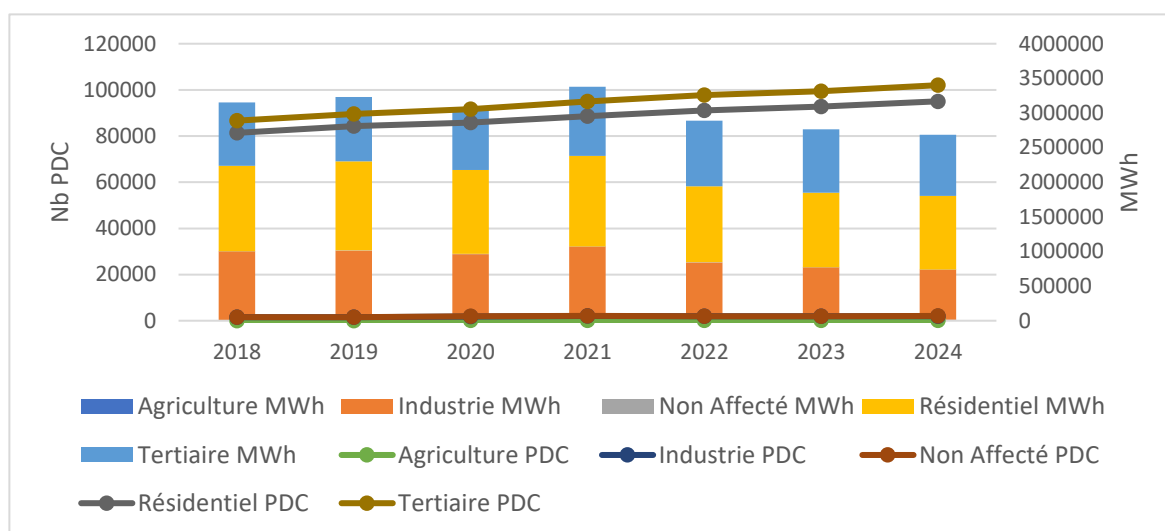


Figure 18 : évolution des consommations et du nombre de PDL (Point De Livraison) entre 2018 et 2024

Sur le plan des infrastructures, le département dispose d'un réseau de distribution exploité majoritairement par GRDF dont une majorité est constitué de canalisations moyenne pression en polyéthylène et en acier. L'organisation locale est pluraliste : une part importante des communes relève d'une AODG syndicale, le Syane, d'autres de communes AODG, et deux communes disposent de régies (Bonneville et Sallanches) ; l'ensemble s'inscrit toutefois dans une exploitation très majoritairement GRDF sur le territoire. Le patrimoine est décrit comme **relativement jeune** (âge moyen **27 ans** en 2024) et bien connu (indice de connaissance **92/100**, supérieur à la moyenne nationale indiquée à 90/100), avec les ouvrages structurants bien identifiés (postes de détente, robinets, branchements collectifs).

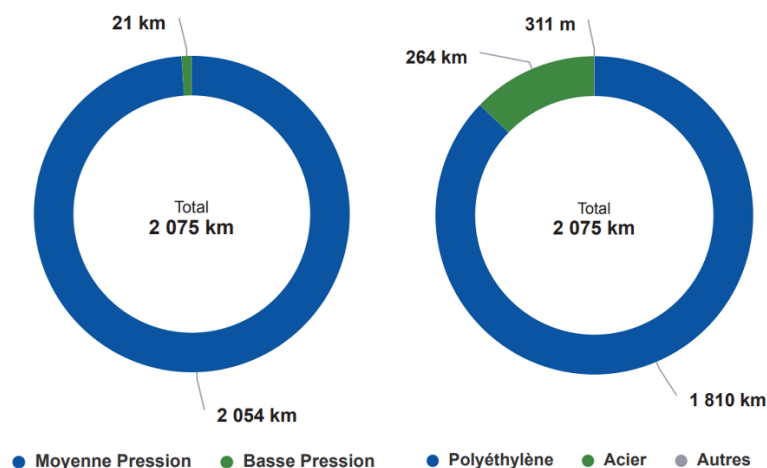


Figure 19 : Inventaire des canalisations du territoire

4.2. Méthanisation

La **production locale de gaz renouvelable** est déjà une réalité, principalement via la **méthanisation**, avec des installations agricoles et des stations d'épuration, dont une partie injecte directement sur les réseaux. Cette dynamique récente constitue un élément important de l'état des lieux, car elle renforce le rôle du réseau non seulement comme infrastructure d'acheminement, mais aussi comme support de valorisation d'une énergie produite localement. A fin 2025, 9 installations de méthanisation injectent du biogaz dans le réseau de distribution en Haute-Savoie pour une production de près de 80 GWh/an, soit la consommation de gaz de près de 16 000 logements.

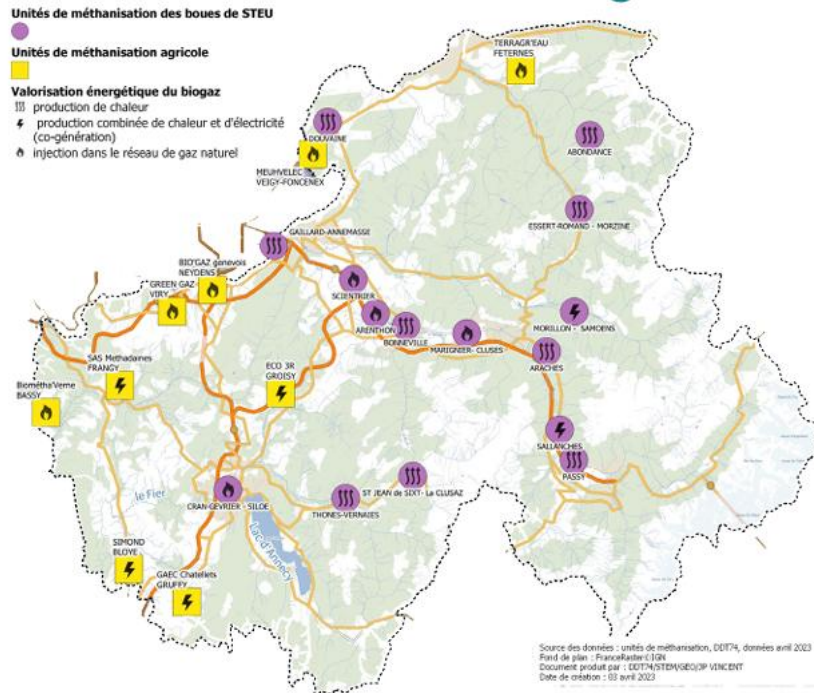


Figure 20 - Carte des unités de méthanisations en Haute-Savoie (source : DDT Haute-Savoie)

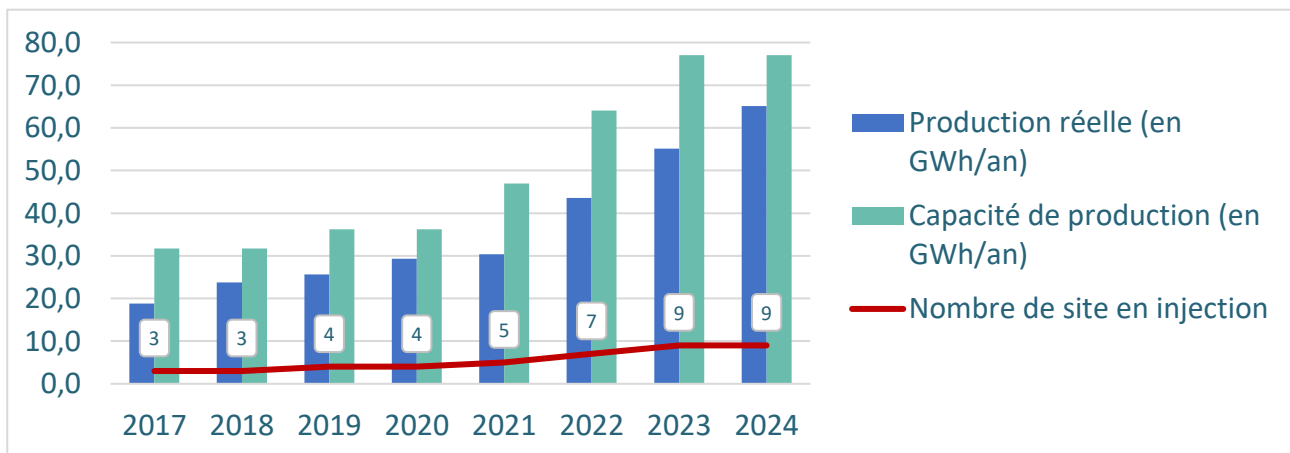


Figure 21 : Évolution du nombre d'unités de méthanisation en injection en Haute-Savoie et les productions associées

5. Objectifs de l'étude prospective départementale

Face aux enjeux auxquels font face les infrastructures gazières, l'étude s'est attachée à construire une analyse croisée des perspectives de **développement du gaz renouvelable** d'une part et de **l'évolution des consommations gaz en Haute-Savoie à l'horizon 2030 et 2035**, visant à répondre aux questions suivantes :

- Quelles sont les perspectives de baisse de consommation sur le département ?
- Quels seraient les impacts de cette baisse sur les capacités d'injection de gaz renouvelable ?
- Quels investissements sur le réseau gaz seraient nécessaires pour maximiser la production de gaz renouvelable départementale ?
- Quels seraient les impacts économiques, en particulier pour les consommateurs de gaz, de l'évolution des consommations et du nombre de clients ?

Ainsi, l'étude prospective s'articule autour de 4 axes :

- La construction d'un **scénario cohérent de développement de la production de gaz renouvelable à l'horizon 2035**, sur la base de l'analyse des potentiels et dynamiques territoriales existantes ;
- La réalisation de **3 scénarios différenciés d'évolution des consommations et du nombre de clients gaz**, s'appuyant sur des données de dynamiques territoriales ;
- **L'analyse de l'évolution des capacités d'injection de gaz renouvelable à 2035**, selon les baisses de consommation et les travaux d'adaptation du réseau de distribution envisageables ;
- **L'identification des leviers permettant d'assurer un service de la distribution de gaz pérenne** dans le temps.

Il est à noter que l'étude s'est concentrée uniquement sur les perspectives du réseau de distribution gaz, sans évaluer les impacts potentiels sur les autres réseaux, que ce soit d'un point de vue technique ou économiques. En particulier, l'étude n'a pas évalué l'impact du report de la pointe hivernale sur d'autres vecteurs énergétiques ni le coût des conversions vers d'autres équipements pour les usagers du gaz

6. Développement de la production de gaz renouvelables : quelle perspective à 2035 ?

6.1. Gisement méthanisable

La Haute-Savoie dispose d'un gisement méthanisable de **222 GWh/an** selon [Terristory](#), une interface de visualisation interactive de données opendata multithématiques (énergie, climat, mobilité, économie...). Cette plateforme facilite la compréhension du territoire, l'identification de ses atouts et des leviers d'actions prioritaires.

50% du potentiel en Haute-Savoie provient des déjections d'élevage. Le potentiel évalué par Terristory ne prend pas en compte certains intrants, notamment les biodéchets des industries agroalimentaires. L'étude réalisée en 2018 par l'ADEME évalue de son côté le potentiel de production à **364 GWh/an** à l'échelle de la Haute-Savoie.

A l'échelle territoriale, le **Grand Anney, Thonon Agglomération et la Communauté de Communes de Rumilly Terre de Savoie** concentrent 40% du potentiel départemental.

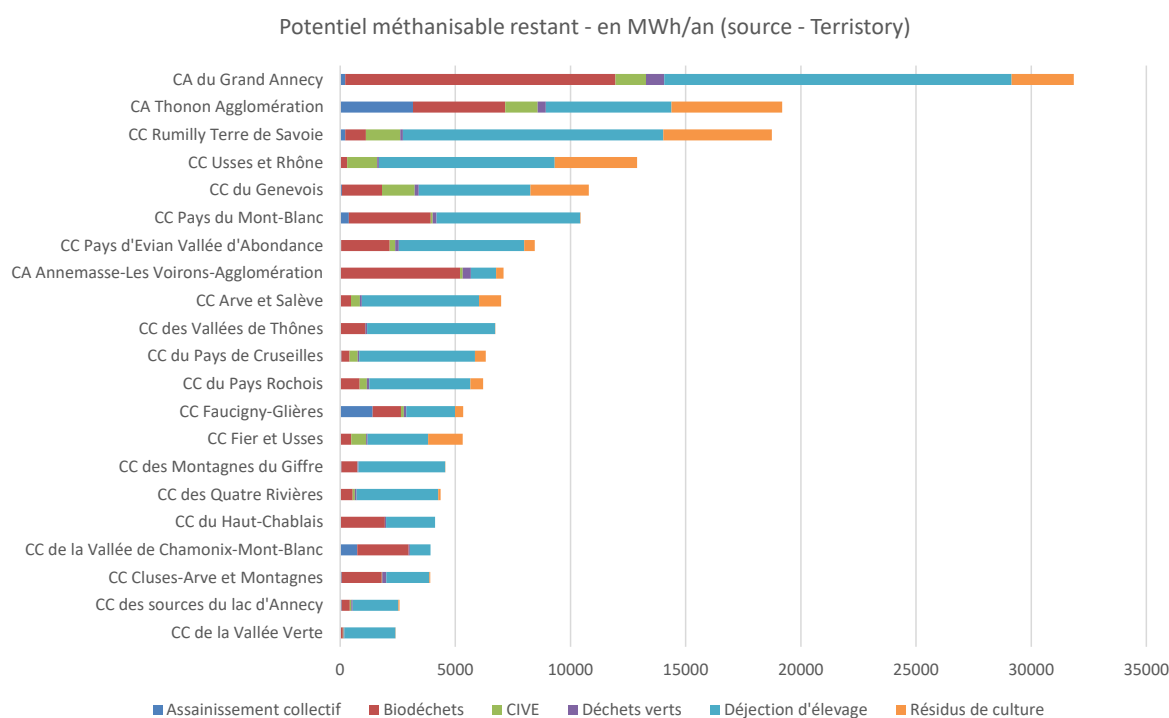


Figure 22 : Potentiel méthanisable restant par EPCI (en MWh/an)

Si certaines EPCI disposent de potentiel moindre, il est intéressant de noter que le développement de projet ne s'arrête souvent pas aux frontières géographiques et est plus généralement guidé par la localisation et la disponibilité des intrants. Pour les déjections d'élevage, moins méthanogènes que des biodéchets, les **circuits courts** sont privilégiés afin de garantir un équilibre technico-économique entre le coût du transport et la valorisation énergétique. Ainsi, une zone large regroupant la Communauté de Communes d'Arve et Salève, le Pays Rochois, la Communauté de Communes de Faucigny Glières et la Communauté de Communes des Quatre Rivières pourraient être un secteur pertinent en matière de potentiel. (26 GWh/an, soit **13% du potentiel départemental restant**).

6.2. Focus sur la valorisation énergétique des boues de stations d'épuration (STEP)

Les stations d'épuration de grande capacité sont déjà équipées de méthaniseurs sur le département, représentées par des points bleus sur la carte ci-dessus.

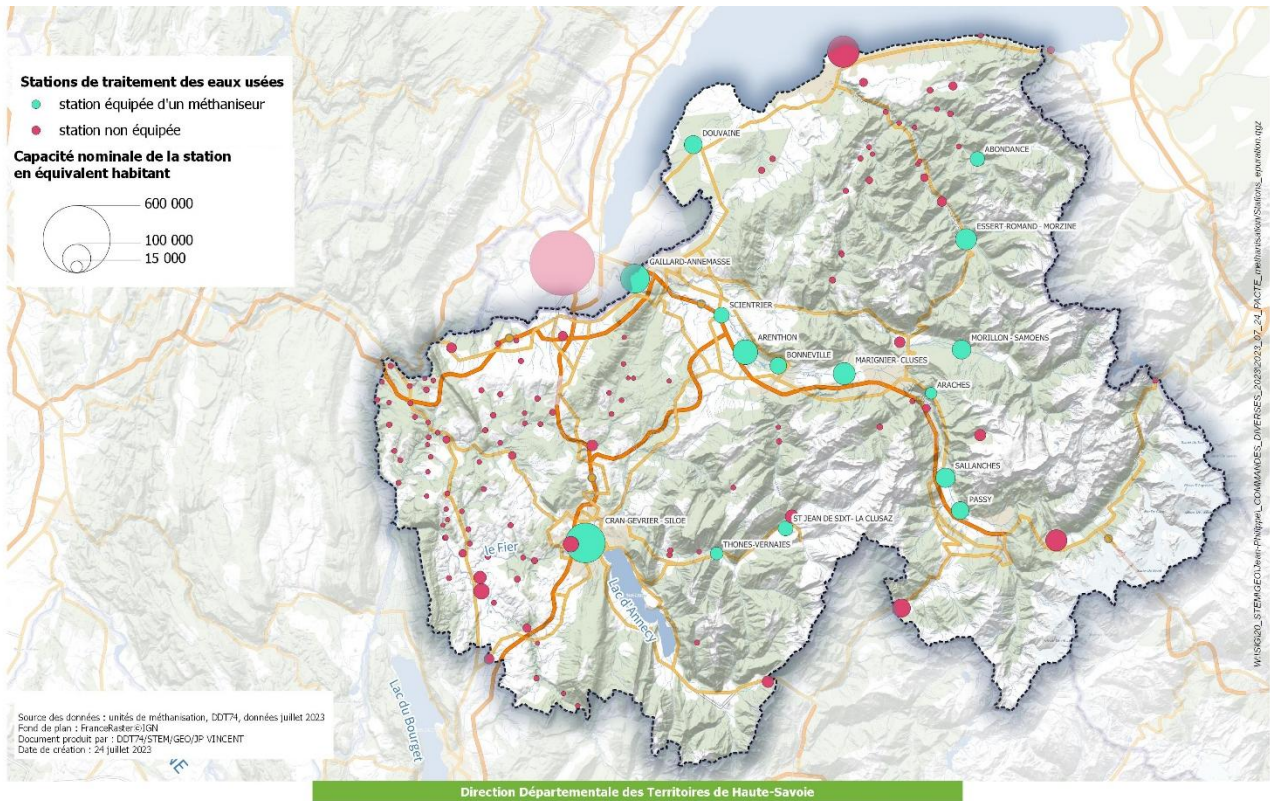


Figure 23 Carte des stations d'épuration (STEP) avec méthaniseurs

L'équilibre économique des stations de taille plus modeste est difficile. L'une des solutions consiste à mutualiser les boues de plusieurs unités. Le SIEL42, équivalent du Syane dans la Loire, a réalisé une étude à la demande de ses adhérents pour identifier le gisement de mutualisation des boues, dans l'objectif de créer ou augmenter une unité de méthanisation. Cette démarche a été initiée en Haute-Savoie, avec le contact en février 2025 des gestionnaires de stations d'épuration.

Plusieurs catégories de répondants à l'issue de cette prise de contact :

- Acteurs **favorables**
 - 3 Communes : Megève, Saint-Jean-d'Aulps, Thonon, la Balme-de-Thuy
 - 6 EPCI : AA, CCRTS, CCG, CCUR(?), TA, CCPR
 - 1 Syndicats : SIVU de la Vallée d'Aulps
- Acteurs **sans intérêt** pour la démarche
 - 4 Communes : Taninges, La Baume, Bellevaux, La Forclaz
 - 2 EPCI : CCPC, 2CCAM
 - 3 Syndicats : Sydeval, SILA, SIA-fieretnom
 - 1 Régie : Régie des Eaux Faucigny Glières
- Acteurs **intéressés** par toute information ou réflexion sur une possible mutualisation territoriale
 - CCPR (1 unité), CCRTS, Annemasse Agglo
 - Saint-Jean-d'Aulps / Megève

Ainsi que des :

- Acteurs **pivot** (gisement existant, intérêt incertain)
 - Thonon-les-Bains (grande capacité sans méthanisation actuelle), CCUR avec la gestion de nombreuses STEP
- Opportunités de **STEP en reconstruction**
 - La Balme-de-Thuy, faible capacité (300>500)
 - Thonon Agglo (à Douvaine), ~45 000 EH
 - CC Genevois, STEP de Chevrier à construire

Les échanges n'ont **pas permis** d'identifier de poches suffisamment proches pour lier gisements transportables et unités existantes ou à construire dans un **périmètre acceptable**.

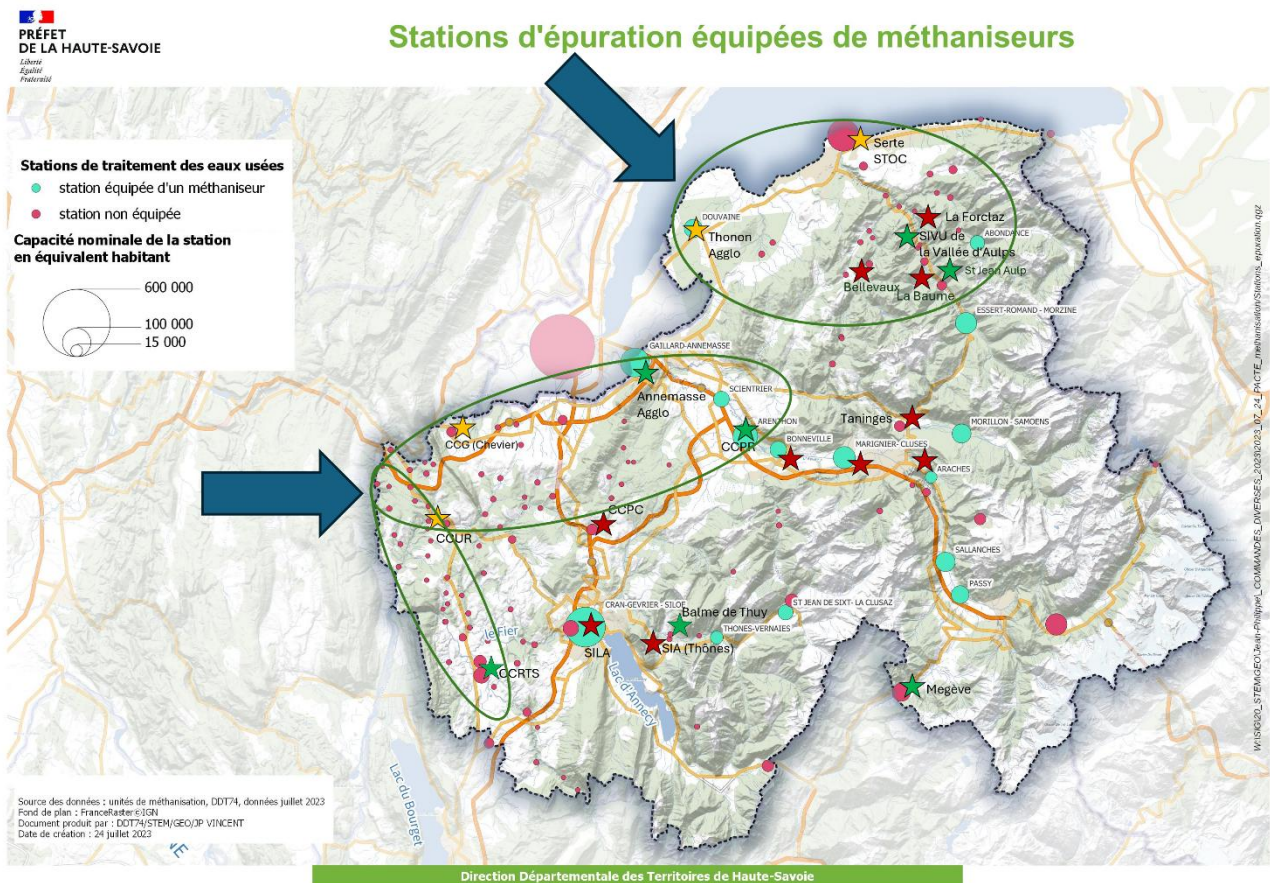


Figure 24 : zones à enjeu pour le développement d'unités de méthanisation à partir des boues de STEP

6.3. Démarches territoriales

À ce jour, plusieurs collectivités ont intégré le développement de la production de gaz renouvelables dans les objectifs de leur Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET), avec un objectif cumulé à 2030 de **194,8 GWh/an de production**. Plusieurs démarches ont été mises en place :

- **Communauté de Communes du Genevois** : la CCG a lancé en 2017 une démarche visant à informer les agriculteurs de son territoire sur la méthanisation et a accompagné les collectifs souhaitant développer un projet. Cette initiative a permis de faire émerger deux unités de méthanisation.
- **Grand Annecy** : à la suite de la réalisation de son Schéma Directeur Energie, le Grand Annecy a mis en place un Club méthanisation en 2023, regroupant acteurs de la filière agricole, le Syane, GRDF, dans le but d'étudier plus finement les gisements sur son territoire et de faire émerger 1 à 2 projets d'ici 2030.
- **Communauté de communes du Pays du Mont-Blanc** : à la suite d'une étude d'opportunité réalisée par AURA-EE, la CC PMB a lancé en 2023 une étude de gisement méthanisable. Cette étude a permis de confirmer le potentiel du territorial et d'amorcer les discussions avec les agriculteurs et acteurs en capacité de porter un projet.
- **Sydeval** : le Sydeval a réalisé une étude sur le potentiel de collecte des biodéchets à l'échelle des 4 intercommunalités adhérentes (2CCAM, CC4R, CCFG, CCMG).

6.4. Production de gaz renouvelables à l'horizon 2035

L'évaluation de la production à 2035 est basée sur :

- Les **augmentations de capacité de production** connues à date sur les unités existantes
- Les **projets au stade d'étude détaillée**, connus à date.
- Le **développement de nouvelles unités de production, sur les zones où des dynamiques sont déjà identifiées**. Ces dynamiques peuvent être territoriales (étude de gisement en cours, accompagnement de projet...) ou portées par des porteurs de projet qui ont manifesté un intérêt émergent pour développer une unité de production.
- Le **développement de nouveaux projets**, sur des zones où il reste du potentiel et qui ne seraient pas concernés par des dynamiques déjà identifiées.
- Le **développement d'une unité de production de nouveaux gaz** (gazéification hydrothermale).

Sur cette base, le potentiel de production de gaz renouvelable en Haute-Savoie est évalué à **244 GWh/an de capacité de production, dont 224 GWh/an issus de la méthanisation**. Ce scénario est cohérent avec les objectifs fixés par le SRADDET, qui vise à 2030, une production de biogaz en Haute-Savoie de **227 GWh/an**.

A l'horizon 2035, ce sont **6 à 8 nouvelles unités** qui pourraient être mises en place sur le territoire haut-savoyard.

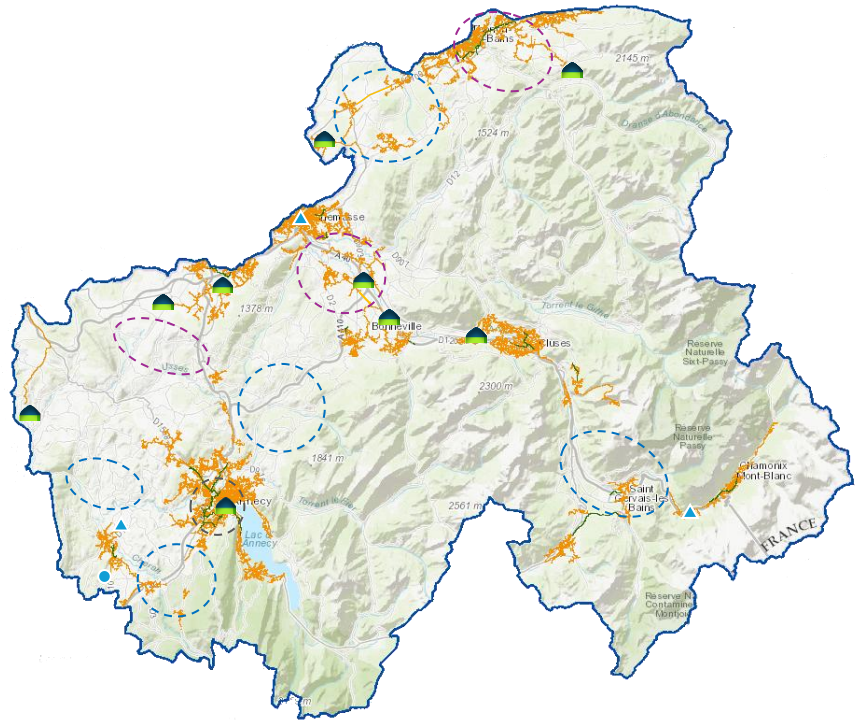
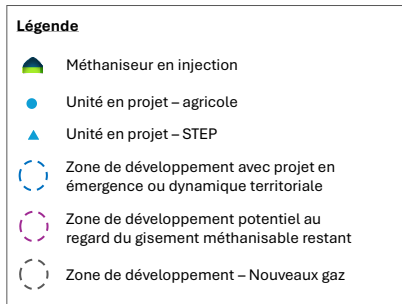


Figure 25 - Développement de la production à 2035 en Haute-Savoie – par secteur géographique

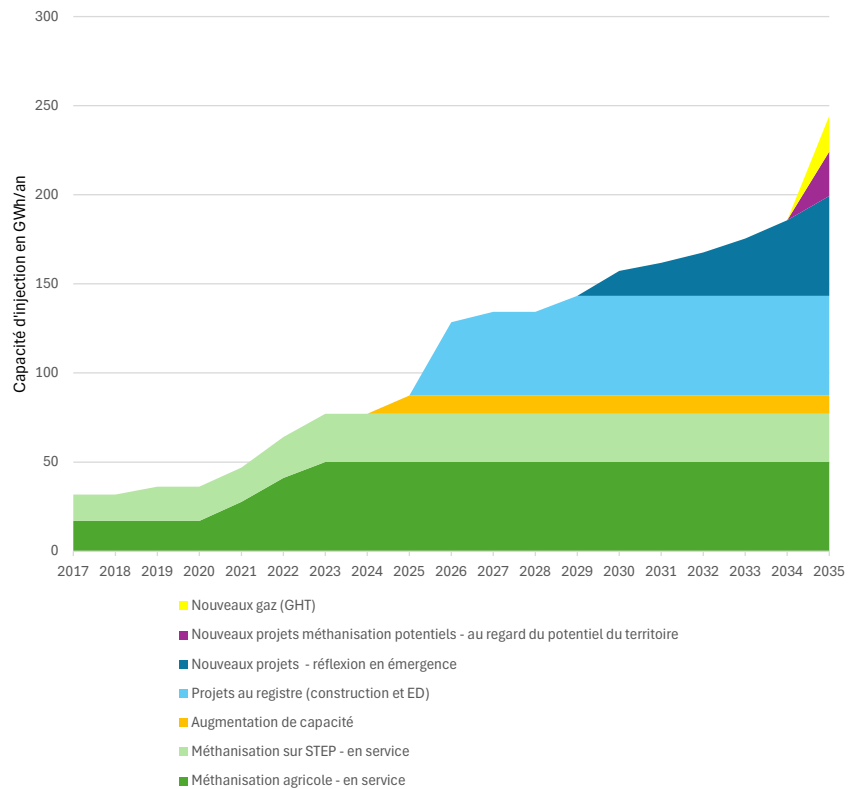


Figure 26 : Perspectives de production de gaz renouvelables en Haute-Savoie à l'horizon 2035 par niveau de maturité des projets

7. Evolution des consommations gaz et du nombre d'usagers à 2035

7.1. Scénarios étudiés et méthodologie

Périmètre temporel et géographique de l'étude

L'étude prospective s'est attachée à évaluer, à l'horizon 2030 et 2035 la consommation de gaz en Haute-Savoie et le nombre d'usagers du réseau de distribution gaz, par secteur (Résidentiel, Tertiaire, Industrie, mobilité et autres).

L'étude porte sur **l'ensemble des communes raccordées au gaz sur le territoire**, à l'exception des communes de Bonneville et Sallanches sur lesquels la distribution de gaz est assurée par une Régie.

Méthode d'évaluation des consommations et des clients gaz à 2035

3 effets cumulés ont été évalués :

Gains de nouveaux clients gaz	Pertes de clients gaz	Clients gaz restants (stock)
<p>Evaluation des consommations et nombre de clients gagnés liés à :</p> <ul style="list-style-type: none">- Au développement des solutions hybrides dans la construction neuve (tertiaire / résidentiel)- Le transfert d'énergie du fioul vers le gaz- Le développement de la mobilité gaz (nouvelles stations)	<p>Evaluation des consommations et nombre de clients gaz perdus liés:</p> <ul style="list-style-type: none">- Au développement de l'électrification, notamment pour les maisons individuelles (substitution par PAC électrique)- Au développement des réseaux de chaleur : prise en compte de tous les projets connus sur le territoire- A la bascule vers l'électrification des clients cuisson	<p>Evaluation de la baisse des consommations sur les clients gaz liés :</p> <ul style="list-style-type: none">- A la dynamique de rénovation dans le secteur résidentiel- Au décret tertiaire- Le développement de solutions gaz plus efficaces en remplacement des chaudières actuelles (THPE, hybridation)- A la poursuite des actions d'efficacité énergétique dans l'industrie- A la poursuite de la dynamique sur le GNV (augmentation des véhicules)- A l'effet du réchauffement climatique

Scénarios étudiés

Dans le cadre de l'étude, 3 scénarios ont été étudiés, un scénario tendanciel dit médian, un scénario bas (comprendre de basses consommations de gaz) et un scénario haut (consommations restant élevées).

Scénario tendanciel, dit scénario MEDIAN

Les dynamiques observées à l'heure actuelle se poursuivent, que ce soient les dynamiques territoriales, les réglementations connues à date ou les parts de marché actuelles du gaz. En particulier, il a été considéré dans ce scénario que :

- Le nombre de logements construits par an en Haute-Savoie correspond aux besoins identifiés en termes de construction, soit **7 500 logements par an**. Les données se basent sur une [étude réalisée](#) par la préfecture de Haute-Savoie, Actions Logement et le Département de la Haute-Savoie.
- La proportion de bâtiments neufs chauffés au gaz reste identique jusqu'à 2028, avec une baisse des parts de marché ensuite

- La dynamique de remplacement du fioul vers des systèmes gaz reste identique aux dynamiques passées
- Les **réseaux de chaleur en projet (nouveaux ou densifications) et à l'étude, connus à date, sont mis en service** d'ici 2035
- Dans l'industrie, les actions d'efficacité énergétique conduisent à une baisse des consommations de gaz. Une analyse plus fine a été réalisée sur les 25 entreprises industrielles les plus consommatrices de gaz pour identifier leur perspective d'évolutions à 2035 (baisse d'activité, politique de décarbonation, ...).

Scénario BAS

Dans ce scénario, il a été considéré que la place du gaz n'est pas soutenue, que ce soit au niveau national ou local. En particulier, il a été considéré que :

- Dans les constructions neuves : le gaz n'est quasiment plus présent à l'horizon 2035
- Dans les bâtiments existants :
 - Le nombre de logements ou bâtiments publics au fioul basculant vers des solutions gaz est fortement réduit
 - En maisons individuelles, le transfert de logements chauffés au gaz vers des pompes à chaleur électriques est plus important que dans le scénario MEDIAN
 - En logements collectifs, les **réseaux de chaleur en projet (nouveaux ou densifications) et à l'étude, connus à date, sont mis en service** d'ici 2035 (hypothèse identique au scénario MEDIAN).
- Dans l'industrie, les actions d'efficacité énergétique sont renforcées, conduisant à une moindre consommation de gaz à l'horizon 2035

A cette dynamique s'ajoute une moindre dynamique territoriale, avec une hypothèse plus faible de construction de logements (**5 000 logements construits par an**) et un impact du réchauffement climatique renforcé.

Scénario HAUT

Pour ce scénario, il est considéré que le réseau de distribution gaz et le gaz vert sont davantage valorisés comme un outil de décarbonation pour les territoires. Il a été notamment considéré que :

- Les solutions gaz, utilisant du gaz renouvelable, sont pleinement intégrés dans les politiques locales pour accélérer la sortie du fioul
- La **part de solutions hybrides en remplacement d'équipement gaz anciens est plus fortement**, permettant ainsi d'utiliser des solutions plus efficaces et moins consommatrices d'énergie
- Les **réseaux de chaleur** à l'étude n'aboutissent pas à l'horizon 2035.
- Le **choix du bioGNV** est accentué dans les politiques de décarbonation des flottes des collectivités locales.

Il est à noter que pour le scénario haut, les hypothèses territoriales concernant la dynamique de construction ou l'impact du réchauffement climatique sont les mêmes que pour le scénario MEDIAN.

Les hypothèses détaillées sont présentées en :

- Annexe 1 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Résidentiel pour le secteur résidentiel,

- Annexe 2 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Tertiaire pour le secteur tertiaire
- Annexe 3 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Industriel et mobilité bioGNV pour le secteur industriel et la mobilité bioGNV.

7.2. Principaux résultats - Scénario MEDIAN

Dans le cas du scénario **MEDIAN**, la **baisse des consommations à 2035 est de 35%**, soit - 3,6% par an. Cette dynamique est supérieure au [scénario S3 de l'ADEME](#). Le nombre de client gaz reste lui relativement stable, avec une baisse de -1,5 % en 2035.

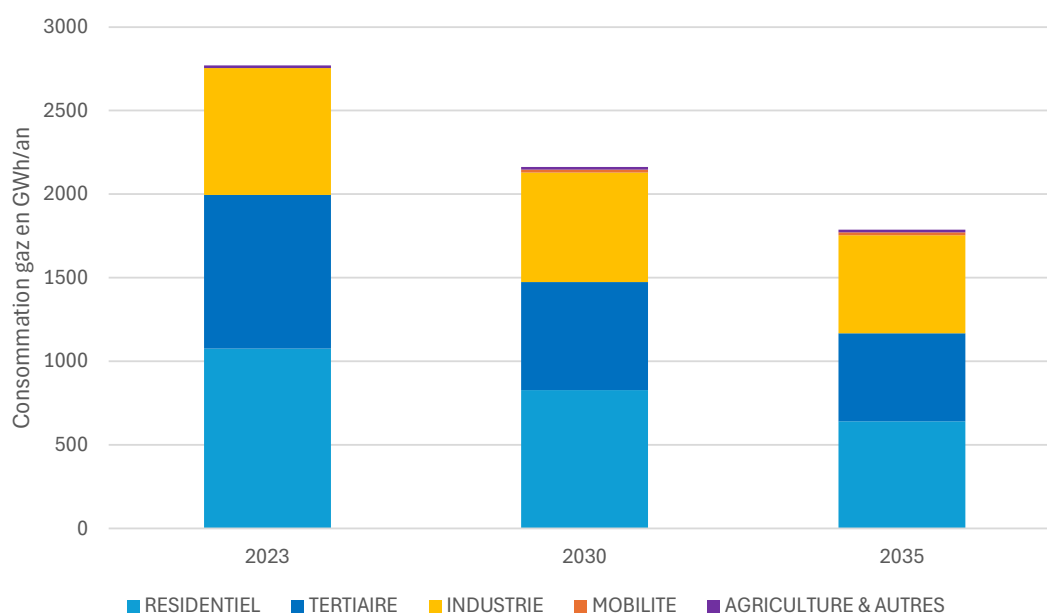


Figure 27 : Evolution des consommations à l'horizon 2035 - Scénario MEDIAN

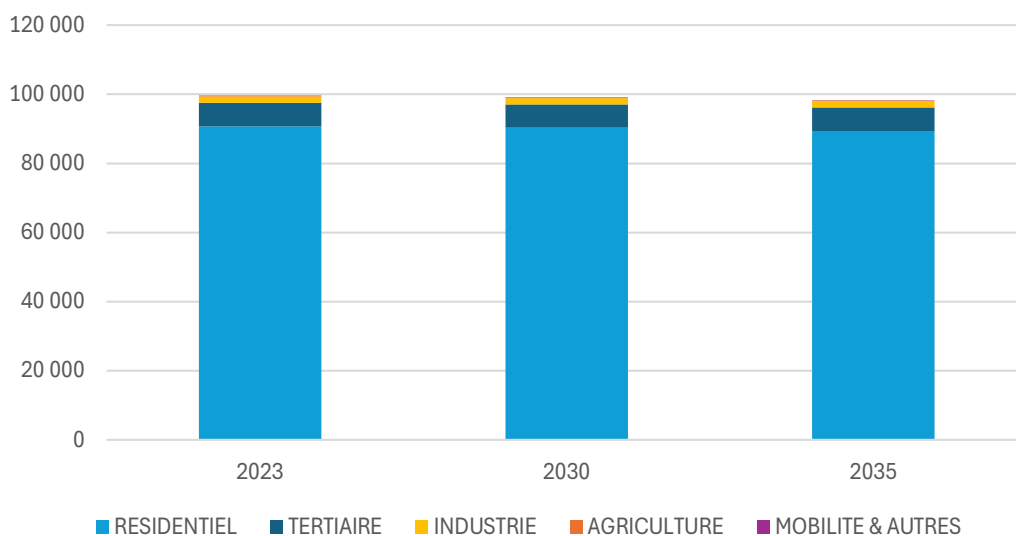


Figure 28 : Evolution du nombre de clients gaz à l'horizon 2035 - Scénario MEDIAN

Focus sur le secteur résidentiel

Sur le **secteur résidentiel**, la baisse des consommations s'explique principalement par deux facteurs :

- Le développement de solutions gaz plus efficaces et la poursuite des efforts de sobriété
- La substitution du gaz par d'autres énergies (électricité et réseaux de chaleur). Il est à noter que près de 60% de la baisse des consommations liées au transfert d'énergie est le fait des raccordements aux réseaux de chaleur urbains.

La rigueur climatique a un effet relativement modéré sur la baisse des consommations à l'horizon 2035.

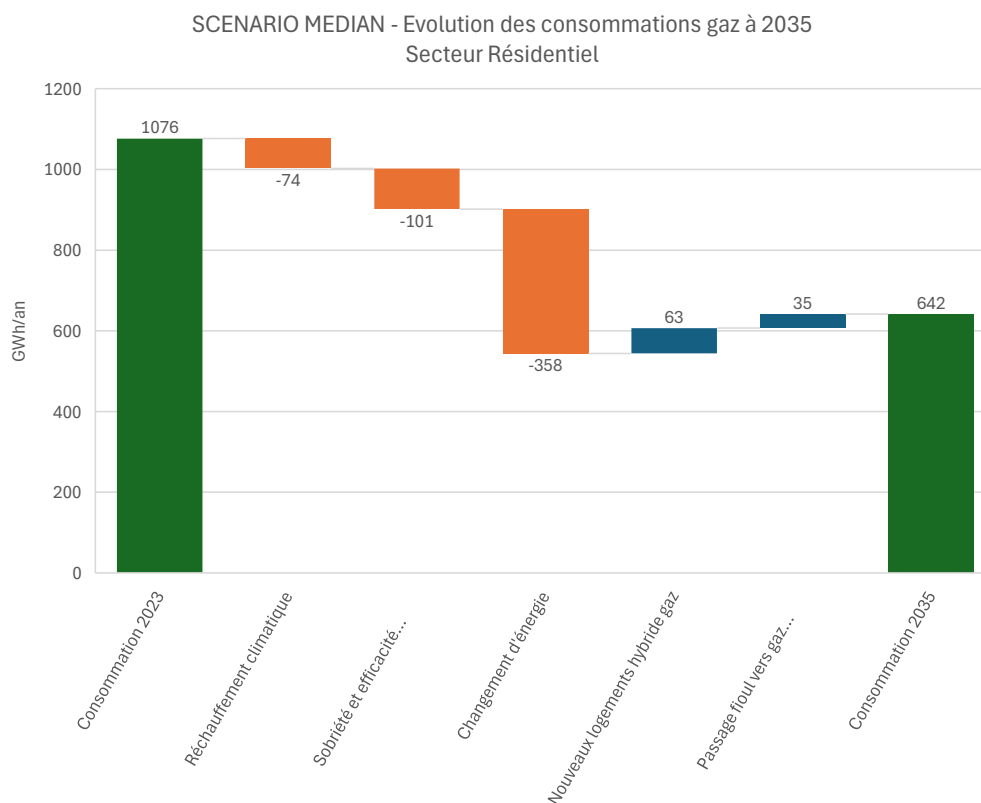


Figure 29 - Evolution des consommations à 2035 dans le secteur résidentiel - Scénario MEDIAN

En nombre de clients, la dynamique de transferts de clients vers l'électricité ou les réseaux de chaleur est compensé par le raccordement au gaz de nouveaux logements neufs en immeuble collectif. Pour ces nouveaux logements, seules les solutions hybrides sont réglementaires, et sont par conséquent peu consommatrices. Ainsi, le maintien d'un nombre de clients relativement stable à 2035 est fortement corrélé à la dynamique de construction sur le territoire et au choix de solutions hybrides sur ces nouvelles constructions. En cas de dynamique ralentie, ou à une réglementation visant à réduire fortement la place des solutions hybrides, le nombre de clients à 2035 pourrait baisser plus fortement.

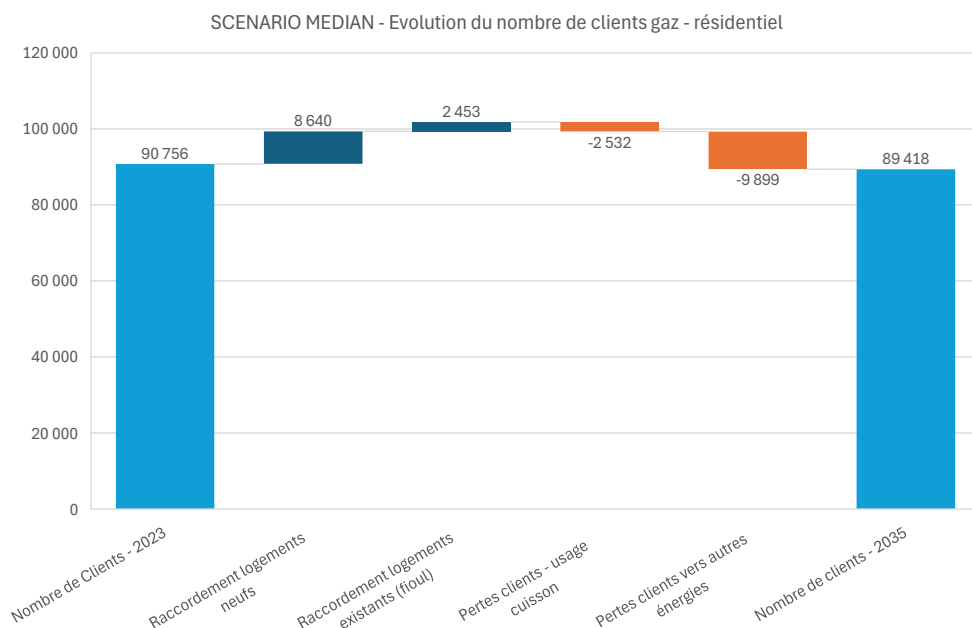


Figure 30 - Evolution du nombre de clients gaz à 2035 dans le secteur résidentiel - Scénario MEDIAN

Focus sur le secteur tertiaire

Pour le secteur tertiaire, le transfert vers une autre énergie reste le principal facteur de baisse des consommations de gaz à l'horizon 2035. Près de 50% de cette baisse est liée au développement des réseaux de chaleur sur le territoire à cet horizon.

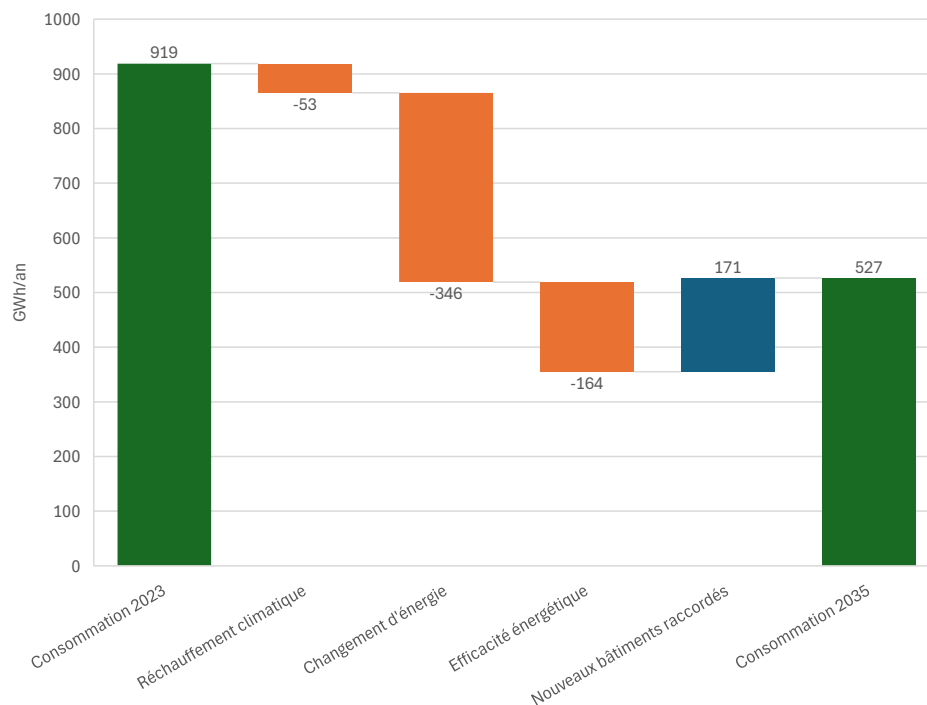


Figure 31 : Evolution des consommations à 2035 dans le secteur tertiaire - Scénario MEDIAN

7.3. Comparaison des 3 scénarios

Quel que soit le scénario, la **consommation de gaz sur le département devrait baisser à l'horizon 2035**. Dans le cas du scénario HAUT, dans lequel il a été considéré que les réseaux de chaleur actuellement en projet ne se réaliseraient pas tous à l'horizon 2035 (contrairement aux scénarios MEDIAN et BAS), la baisse est moins marquée mais demeure tout de même, puisqu'elle reste supérieure au scénario S3 de l'ADEME.

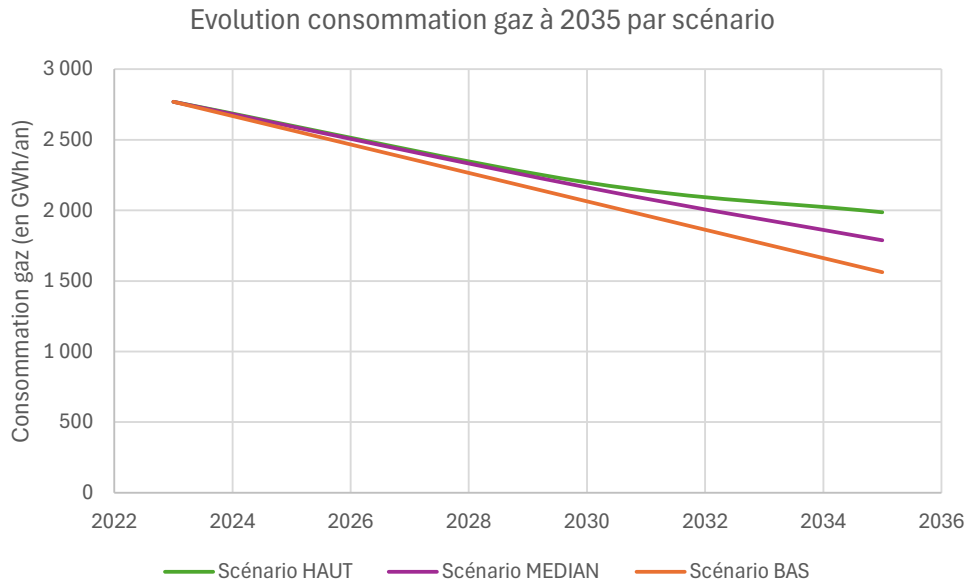


Figure 32 : Evolution des consommations à l'horizon 2035 par scénario

L'évolution du nombre de clients est, lui, plus contrasté selon les scénarios, avec une baisse de l'ordre de 10,7% du nombre de clients en 2035 pour le scénario BAS et une hausse de 3% du nombre de clients gaz pour le scénario HAUT.

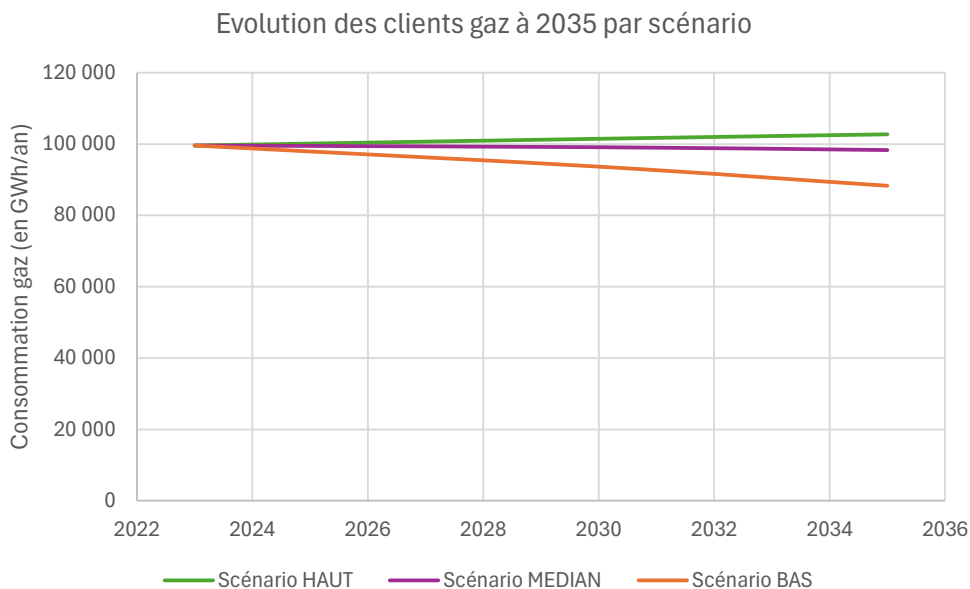


Figure 33 : Evolution du nombre de clients gaz à l'horizon 2035 par scénario

8. Evolution des capacités d'injection de gaz renouvelable à 2035

8.1. Comment définit-on la capacité d'injection de gaz renouvelable ?

La consommation de gaz varie fortement entre la saison hivernale et estivale, alors que la production de biométhane est stable toute l'année. Pour pouvoir injecter du gaz renouvelable sur une maille ou zone de consommation donnée, il est nécessaire que ce volume puisse être consommé.

L'injection de gaz renouvelable est donc dépendante de consommateurs spécifiques ayant des besoins en été :

- **Les consommateurs d'eau chaude sanitaire** : logements, centre de vacances, hôtels, etc...
- **Les équipements publics** fonctionnant en été comme les centres aquatiques
- **Les activités économiques** consommatrices de gaz toute l'année (pas de fermeture en été) : industrie, station GNV (Gaz Naturel Véhicule), ...

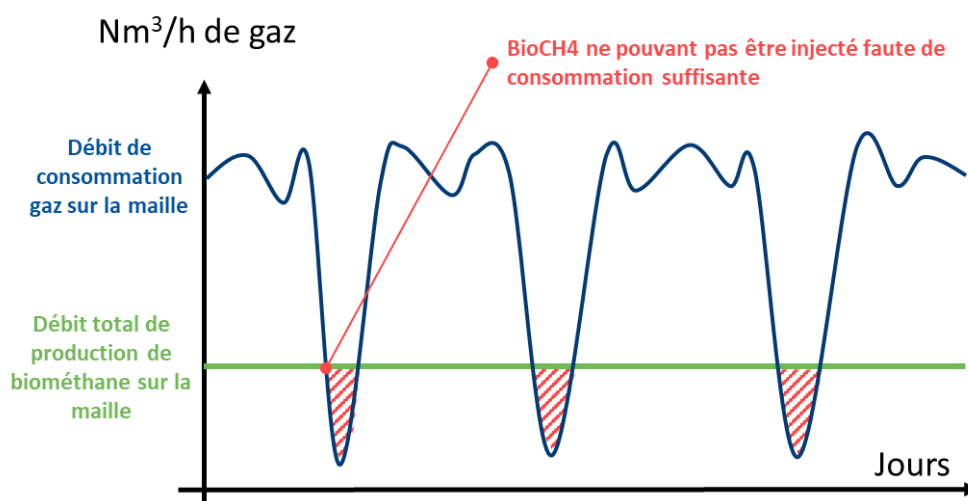


Figure 34 : Représentation schématique des enjeux de maintien de consommations estivales pour l'injection de gaz renouvelable

8.2. Quels sont les leviers pour favoriser l'injection de gaz renouvelable ?

Afin de maintenir une capacité suffisante sur les réseaux gaziers pour accepter une production grandissante de gaz renouvelable, plusieurs leviers sont envisageables, sur les différents maillons de l'injection (production, réseaux, consommateurs).

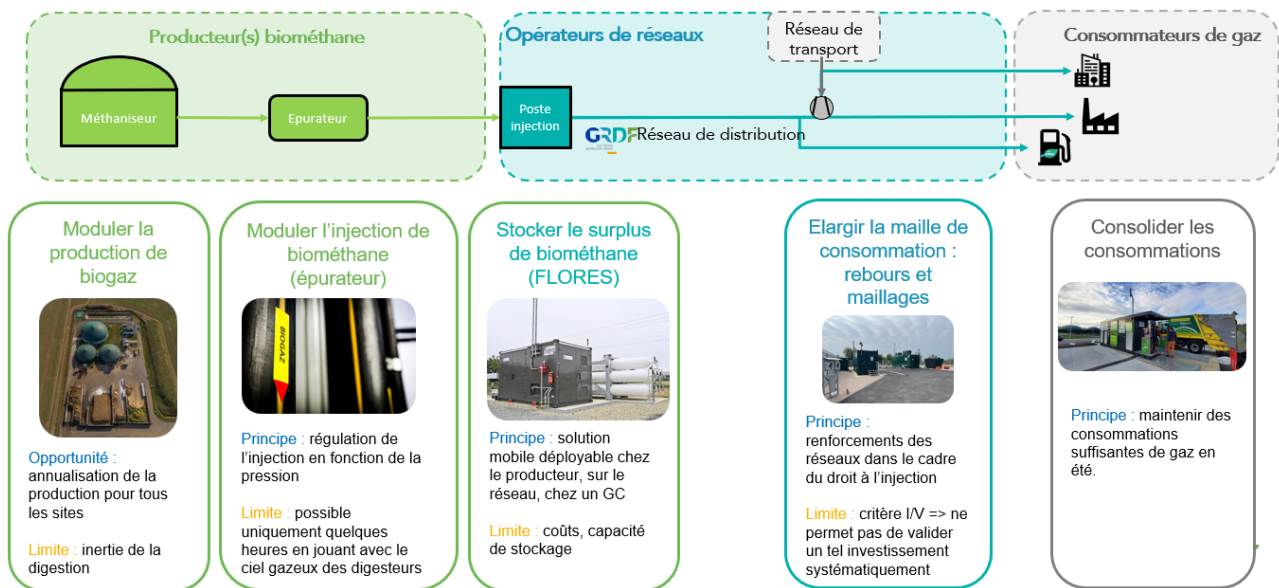


Figure 35 : Leviers existants pour maximiser les capacités d'injection de gaz renouvelables

Au niveau des producteurs de biométhane :

Deux leviers peuvent être envisagés :

- Moduler la production de biogaz au cours de l'année, en produisant plus l'hiver que l'été. Cette possibilité se heurte cependant à l'inertie du processus de digestion.
- Moduler l'injection de biométhane en stockant une partie du biogaz produit dans le ciel gazeux des digesteurs : cette solution peut permettre de répondre de manière limitée, en permettant de stocker le biogaz sur quelques heures uniquement.

Au niveau des opérateurs de réseaux

À ce jour, le principal levier pour maximiser la capacité d'injection des réseaux est l'adaptation des infrastructures pour élargir la maille de consommations et donc les volumes de consommation de gaz en été. Techniquement ces adaptations se traduisent principalement par :

- **Des maillages** qui permettent de relier deux zones de consommations ou deux mailles
- **Des rebours** : les flux de gaz circulent du réseau de transport national vers le réseau de distribution local. Le rebours est un dispositif qui permet d'inverser le sens habituel des flux en comprimant le gaz circulant sur le réseau de distribution et en le renvoyant sur le réseau de transport.

La mise en place de ces adaptations est encadrée réglementairement par le droit à l'injection. Instauré par la loi EGALIM du 30 octobre 2018, le droit à l'injection oblige les gestionnaires de réseau de gaz naturel à réaliser les renforcements nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, tout en respectant la pertinence technico-économique des investissements. Précisé par décret, cette pertinence est évaluée par le critère I/V (investissement sur volume injecté) : en dessous d'un certain seuil, l'intégralité de l'investissement nécessaire à l'adaptation des réseaux est prise en charge par les opérateurs de réseaux.

Si des maillages ont déjà été réalisés ou sont en cours sur la Haute-Savoie, la réalisation d'un rebours sur le territoire semble plus complexe d'un point de vue technico-économique. En effet, la prise en charge en totalité par les opérateurs de réseau d'un rebours, dont l'investissement est d'environ 3 millions d'euros, nécessiterait la mise en service d'environ 6 projets moyens (15 GWh/an) en même temps, ce qui semble improbable au regard du potentiel du département.

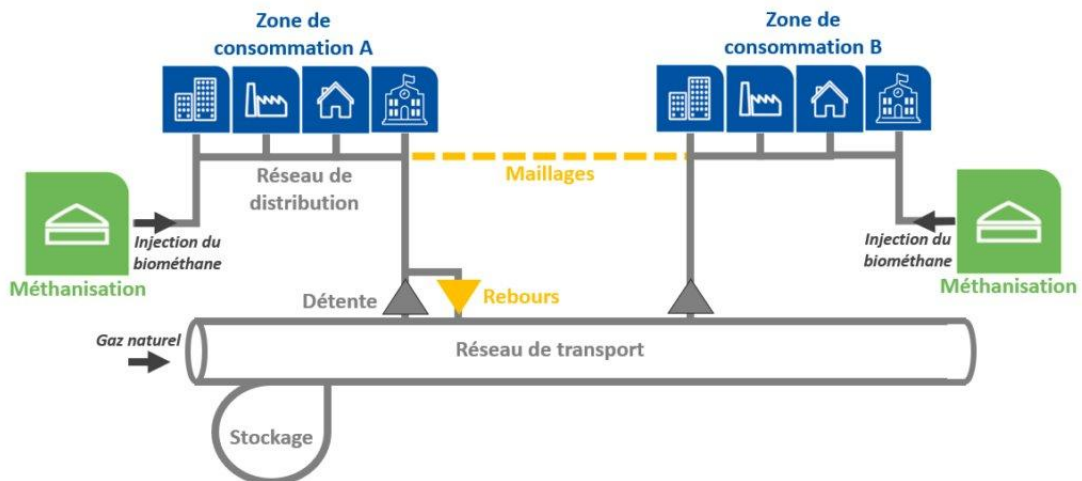


Figure 36 : Schéma de principe pour l'adaptation des réseaux de gaz pour maximiser l'injection de gaz renouvelables

En complément des solutions de maillages ou de rebours, l'installation de stockages peut permettre de traiter certaines contraintes limitées et/ou particulières (congestions estivales par exemple) pour favoriser l'injection de gaz vert. Ces solutions portées par le programme FLORES (Flexibilité Opérationnelle des RESeaux) permettent de stocker un volume de gaz sur un temps court, afin de pouvoir le réinjecter lorsque le réseau a la capacité d'absorber cette production. Cette solution représente cependant un coût et ne permet de répondre qu'à des situations de saturation ponctuelle.

Au niveau des consommateurs de gaz

À ce jour, certains acteurs, notamment industriels ou publics, représentent une part importante de la consommation de gaz en été, et leur choix en matière d'énergie peut impacter directement le volume de gaz renouvelable injecté dans les réseaux et par conséquent l'équilibre économique d'unités de méthanisation déjà en place ou à venir. C'est par exemple le cas sur certains méthaniseurs en Auvergne-Rhône-Alpes pour lesquels la baisse d'activité d'un industriel ou le choix de développer un réseau de chaleur et de raccorder des bâtiments consommateurs en été ont impacté directement le modèle économique de méthaniseurs déjà en place.

À ce titre, les collectivités locales jouent un rôle clé pour construire une vision multi-énergie intégrant pleinement les réseaux et leur complémentarité.

8.3. Evolution des capacités d'injection à 2035 en Haute-Savoie

Sur la base du scénario prospectif de production de gaz renouvelables réalisé et des scénarios d'évolution des consommations à 2035, l'étude s'est attachée à identifier, zone de consommations par zone de consommations (ou maille par maille), les impacts de la baisse des consommations sur les capacités d'injection et les adaptations envisageables du réseau.

Le graphique ci-dessous est un exemple réalisé à l'échelle d'une maille donnée, en prenant en compte la projection de baisse de consommation. Lorsque les courbes de consommations sont en dessous de la courbe d'injection, on estime que ce gaz ne peut pas être injecté et qu'il y a saturation. Pour chacune des mailles, l'étude s'est donc attachée à évaluer si à 2035, des cas de saturations pourraient se présenter.

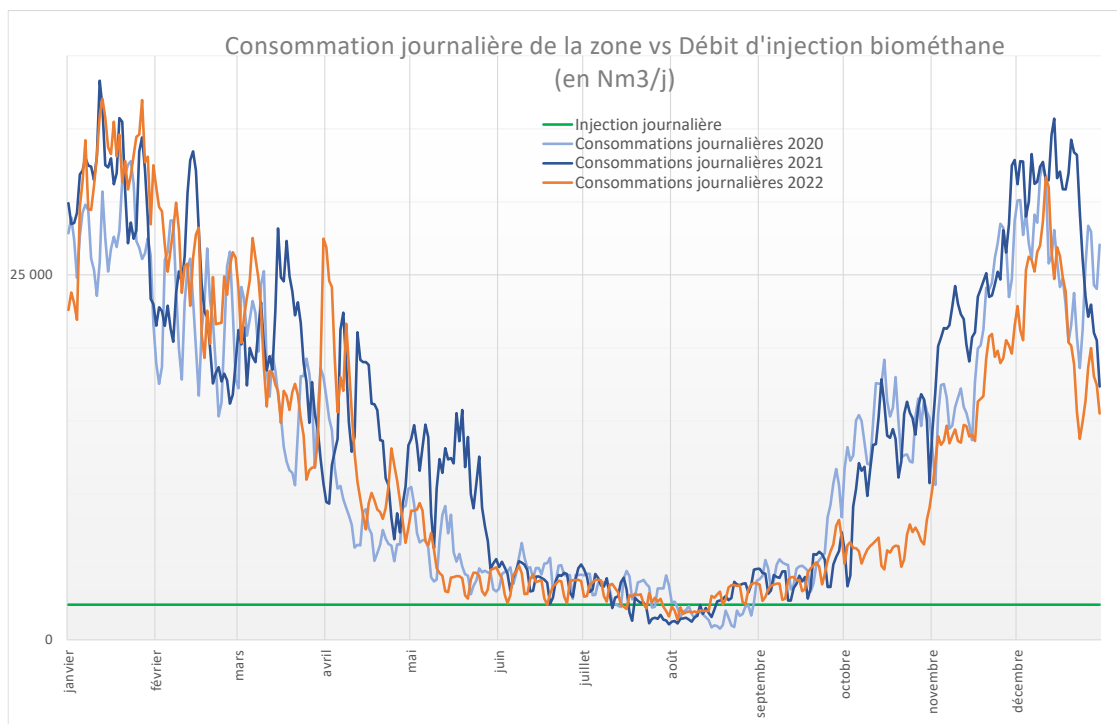


Figure 37 : Exemple de représentation graphique pour évaluer le volume de gaz renouvelable ne pouvant pas être injecté

Impact de la baisse des consommations sur les capacités d'injection

Les cartes ci-dessous présentent les différentes mailles d'injection actuelles et indiquent le niveau de saturation potentielle à 2035, dans le cas d'un scénario MEDIAN de baisse des consommations et d'un scénario BAS, et sans adaptation (maillages) des réseaux.

Elles présentent en particulier le niveau de saturation potentielle à 2035 :










- **En rouge** : compte tenu de la baisse des consommations et du développement potentiel de production de gaz renouvelable local, des épisodes de saturation pourraient apparaître à 2035, empêchant de valoriser en intégralité de gaz vert produit.
- **En orange** : il n'y aura a priori pas d'épisode de saturation, mais une baisse plus accentuée des consommations que celui du scénario de baisse envisagé pourrait en provoquer
- **En vert** : il est peu probable que des épisodes de saturation puissent avoir lieu à 2035.

À horizon 2035 **et sans adapter les infrastructures gaz**, notamment avec des maillages entre zones de consommations, certains secteurs pourraient voir apparaître des saturations, notamment la zone Rumilly / Aix-les-Bains et la zone Annemasse / La Roche / St Pierre-en-Faucigny.

Des solutions de maillages sont envisageables sur ce territoire et pourrait permettre en partie de maximiser l'injection de gaz renouvelable.

SCENARIO MEDIAN - Pas d'adaptation des réseaux

Légende

-  Méthaniseur en injection
-  Unité en projet – agricole
-  Unité en projet – STEP
-  Zone de développement avec projet en émergence ou dynamique territoriale
-  Zone de développement potentiel au regard du gisement méthanisable restant
-  Zone de développement – Nouveaux gaz
-  Saturation à 2035
-  Saturation à 2035 si baisse des consommations de + de 8 GWh/an
-  Saturation à 2035 peu probable

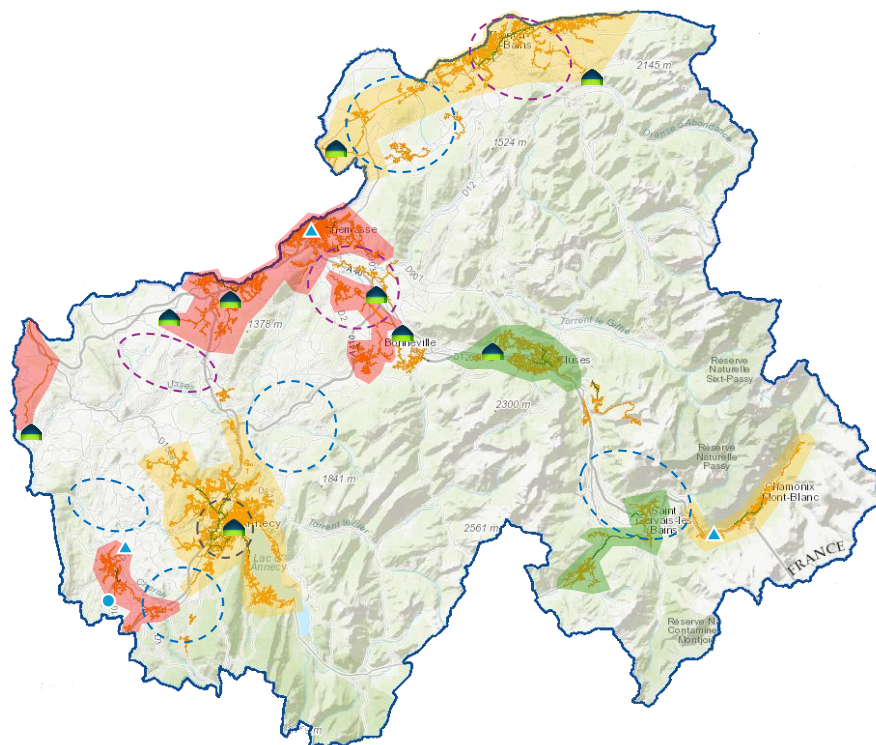










Figure 38 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario MEDIAN – sans adaptation des réseaux de distribution gaz

SCENARIO MEDIAN – Maillages réalisés

Légende

-  Méthaniseur en injection
-  Unité en projet – agricole
-  Unité en projet – STEP
-  Zone de développement avec projet en émergence ou dynamique territoriale
-  Zone de développement potentiel au regard du gisement méthanisable restant
-  Zone de développement – Nouveaux gaz
-  Saturation à 2035
-  Saturation à 2035 si baisse des consommations de + de 8 GWh/an
-  Saturation à 2035 peu probable

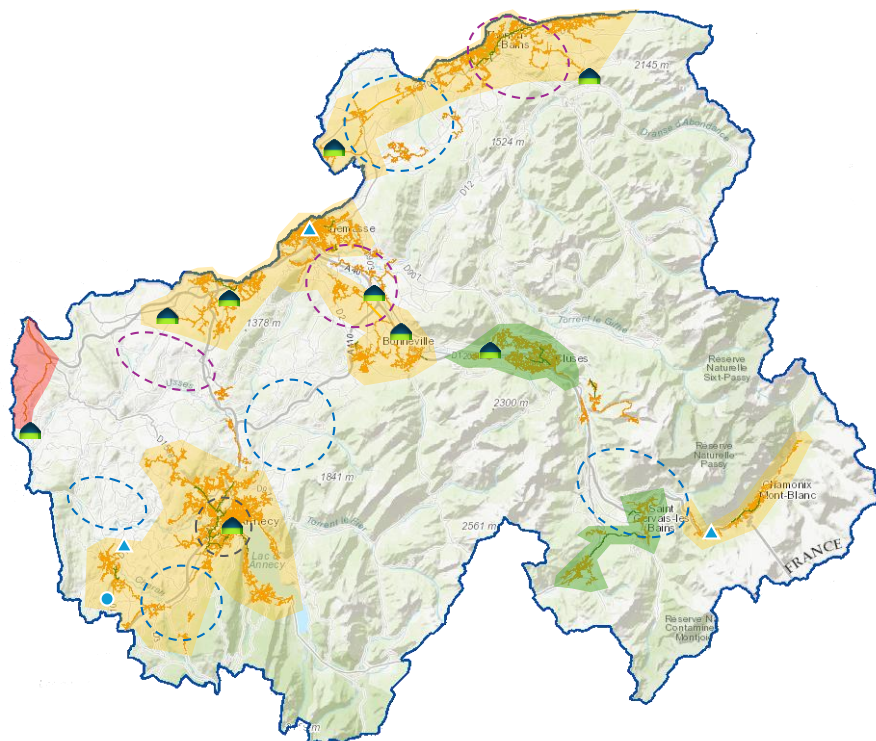


Figure 39 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario MEDIAN – Maillages réalisés

Cas de la maille de Rumilly – Aix-les-Bains

Plusieurs projets de production sont en cours ou pourraient voir le jour. Dans un scénario de baisse des consommations, prenant en compte la dynamique industrielle du secteur et les projets de réseaux de chaleur identifiés sur le territoire, la **baisse des consommations** pourrait ainsi provoquer des **épisodes de saturation en 2035 dans le cas du scénario MEDIAN** ou dès **2032 dans le cas du scénario BAS**.

Cette maille de consommation englobe aussi plusieurs communes de Grand Lac, dont Aix-les-Bains. L'étude n'a pas intégré les perspectives de baisse de consommation ou d'augmentation de la production de gaz renouvelable sur ce territoire. Les choix politiques réalisés par cette collectivité auront de fait un impact sur les capacités d'injection à long terme et une coordination au-delà des frontières géographiques du département seront nécessaires.

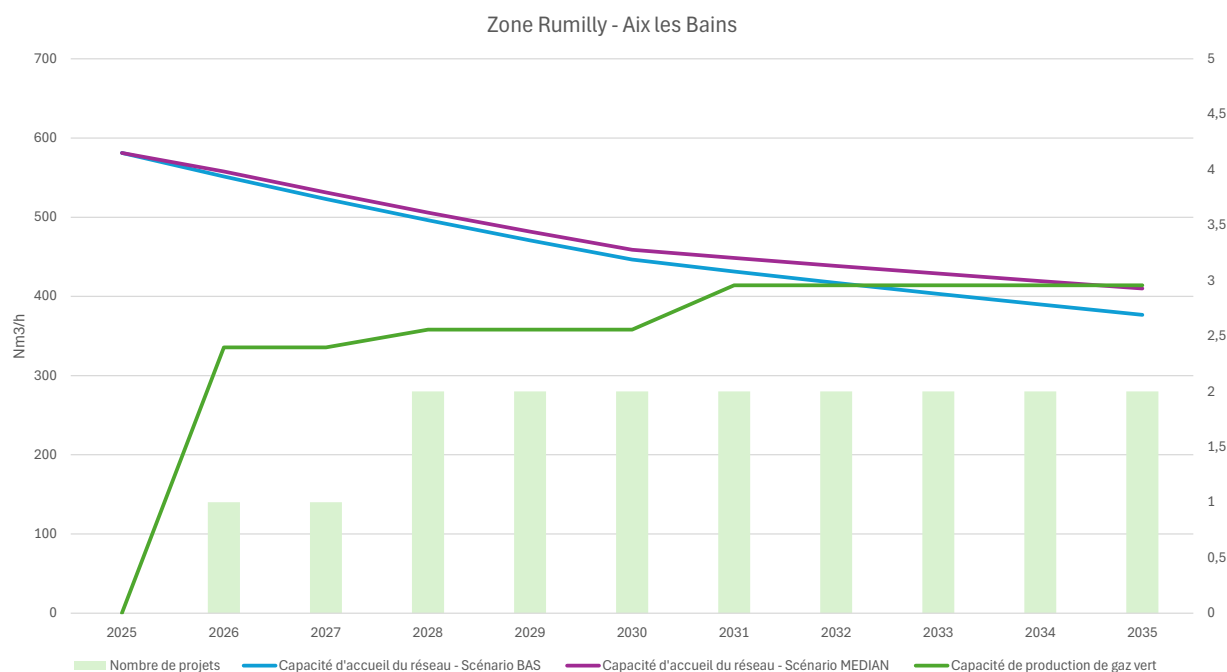


Figure 40 : Evolution des capacités d'injection et de production de gaz renouvelable sur la maille de Rumilly – Aix-les-Bains

Au-delà du besoin de coordination entre réseaux, une des pistes pour augmenter les capacités d'injection serait de **mailler le réseau entre la maille de Rumilly et celle d'Annecy**, qui compte beaucoup plus de consommateurs. Ce maillage permettrait ainsi de pouvoir disposer de plus de souplesse pour pouvoir injecter le gaz renouvelable produit sur le territoire mais comporte tout de même deux limites :

- Ce maillage reste techniquement complexe, en raison notamment de plusieurs points singuliers à prendre en compte : passage du Chéran, autoroute, etc...
- En cas de baisse des consommations plus prononcées que le scénario BAS, et en raison du développement de projets de production de gaz renouvelable sur la maille d'Annecy, des saturations pourraient tout de même apparaître en 2035.

Cas de la maille Genevois - Annemasse / La Roche – St Pierre-en-Faucigny

Sur le secteur du Genevois, il existe aujourd’hui plusieurs mailles gazières :

- Une maille intégrant les communes raccordées au gaz (dont Viry qui accueille un méthaniseur) de la Communauté de Communes du Genevois et d’Annemasse Agglo.
- Une maille intégrant les communes raccordées au gaz sur la CC d’Arve et Salève et la CC du Pays Rochois, à l’exception de St Pierre-en-Faucigny dont le réseau de distribution gaz est directement connecté au réseau de transport (représenté en violet dans la carte ci-dessous).

4 méthaniseurs sont déjà en service sur ce territoire : Green Gas Viry (Viry), Biogaz Genevois (Neydens), la station d’épuration du SRB (Scientrier) et la station d’épuration Arvéa (Arenthon).

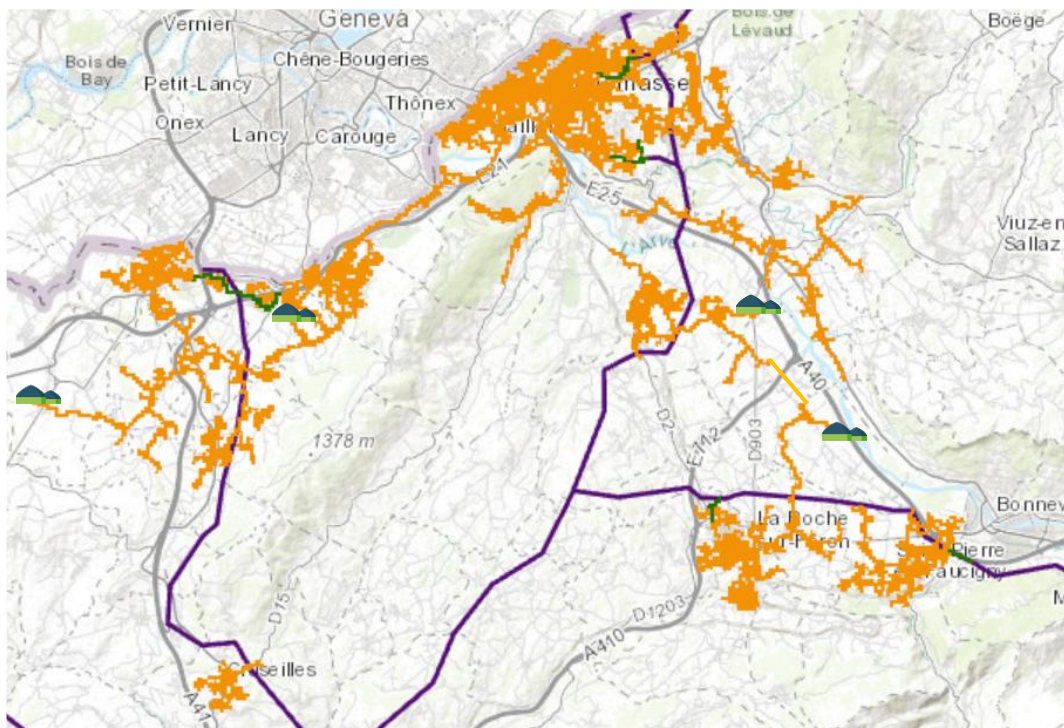


Figure 41 : réseaux gaziers sur le secteur Genevois - Annemasse - Pays Rochois

À horizon 2035, plusieurs autres projets pourraient émerger, que ce soit sur des stations d’épurations (cf. focus sur les boues de STEP) ou pour un projet agricole. Il reste effectivement un potentiel intéressant valorisable sur la zone du Pays Rochois, d’Arve et Salève et de Faucigny Glières.

Sur ce territoire, plusieurs projets de développement de réseaux de chaleur sont aussi en projet et pourrait impacter les capacités d’injection. L’analyse réalisée montre qu’un développement à 2035 de 3 unités (moyenne 9 GWh/an) en complément des 4 unités existantes, sans coordination avec les projets de réseaux de chaleur du territoire, pourrait conduire à 2035 à ne pas pouvoir valoriser l’intégralité de la production de gaz renouvelable envisageable sur ce territoire.

Dans le cas du scénario BAS d’évolution des consommations, cette contrainte sera renforcée avec un écart à 2035 entre la capacité d’injection et la capacité d’accueil d’environ 90 Nm³/h, soit environ 8 GWh/an, ce qui correspond à un projet de production de biométhane moyen en Haute-Savoie.

Si à ce jour, il n’existe pas de problématique spécifique à l’injection de gaz renouvelable, plusieurs pistes pourraient être envisagées et anticipées pour maximiser la production d’énergie renouvelable sur ce territoire :

- Anticiper dès maintenant les leviers pour **maintenir des usages gaz en été sur les projets de réseaux de chaleur** en cours sur ce territoire : leviers contractuels, identification des bâtiments gaz qui pourraient être raccordés au réseau de chaleur structurants pour l'injection, etc...
- **Adapter le réseau de distribution** en maillant les zones Annemasse – Genevois, Arve et Salève – La Roche, et St Pierre-en-Faucigny. L'adaptation du réseau ne peut cependant se faire qu'en lien avec l'émergence de nouveaux projets, pour lesquels des contraintes effectives de saturation pourraient apparaître.

Sur les autres secteurs

Pour ces mailles gazières, les capacités d'injection resteraient suffisantes à 2035 pour développer la production de gaz renouvelables sur ces territoires. L'analyse met cependant en avant qu'une baisse des consommations estivales plus importantes que le scénario BAS, liées à des politiques nationales ou locales de fortes réductions des usages du gaz, pourraient impacter les capacités d'injection de ces zones.

Sur ces territoires, des solutions d'adaptation du réseau visant à augmenter les capacités d'injection resteraient limitées, notamment sur le Chablais.

Dans le cas de la zone annécienne, la réalisation d'un maillage entre la zone de Rumilly et la zone d'Annecy ne permettrait pas d'apporter de solutions optimums à l'injection de gaz renouvelables. Une attention particulière dans les exercices de planification énergétique de ces territoires doit ainsi être portée pour veiller à maintenir des capacités d'injection sur le long terme pour les unités existantes et les projets potentiels à venir.

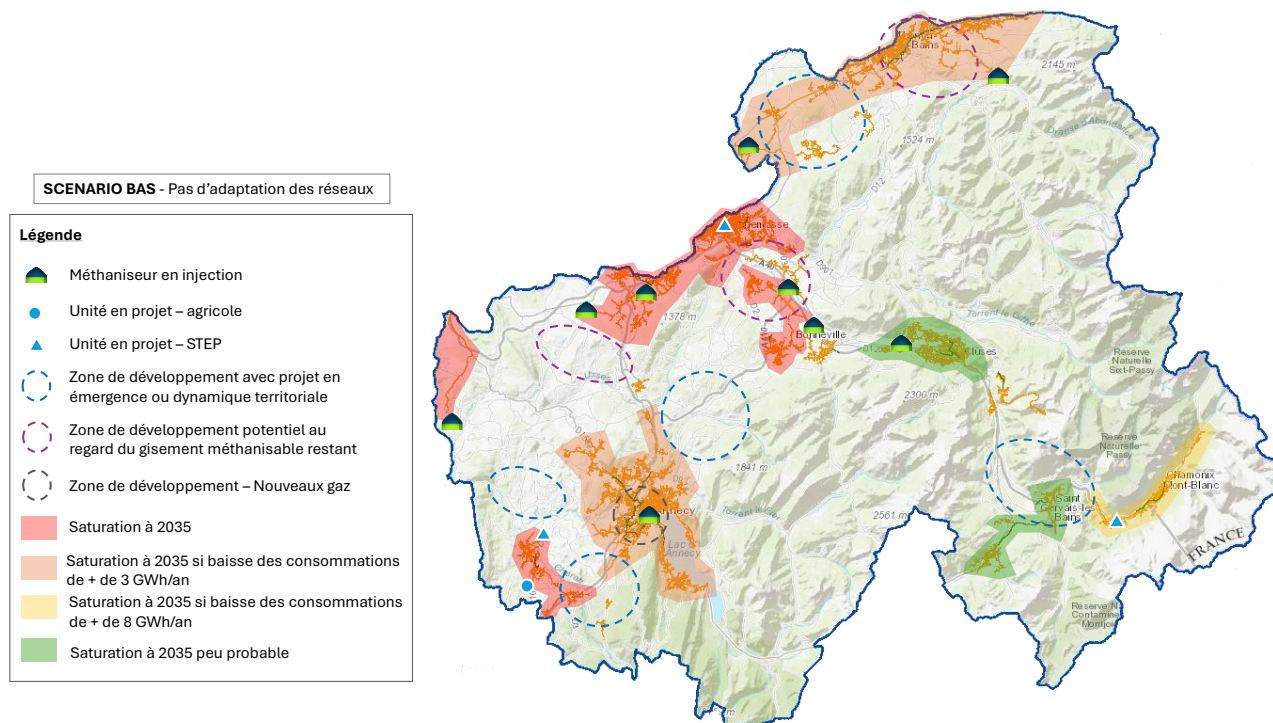


Figure 42 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario BAS – sans adaptation des réseaux

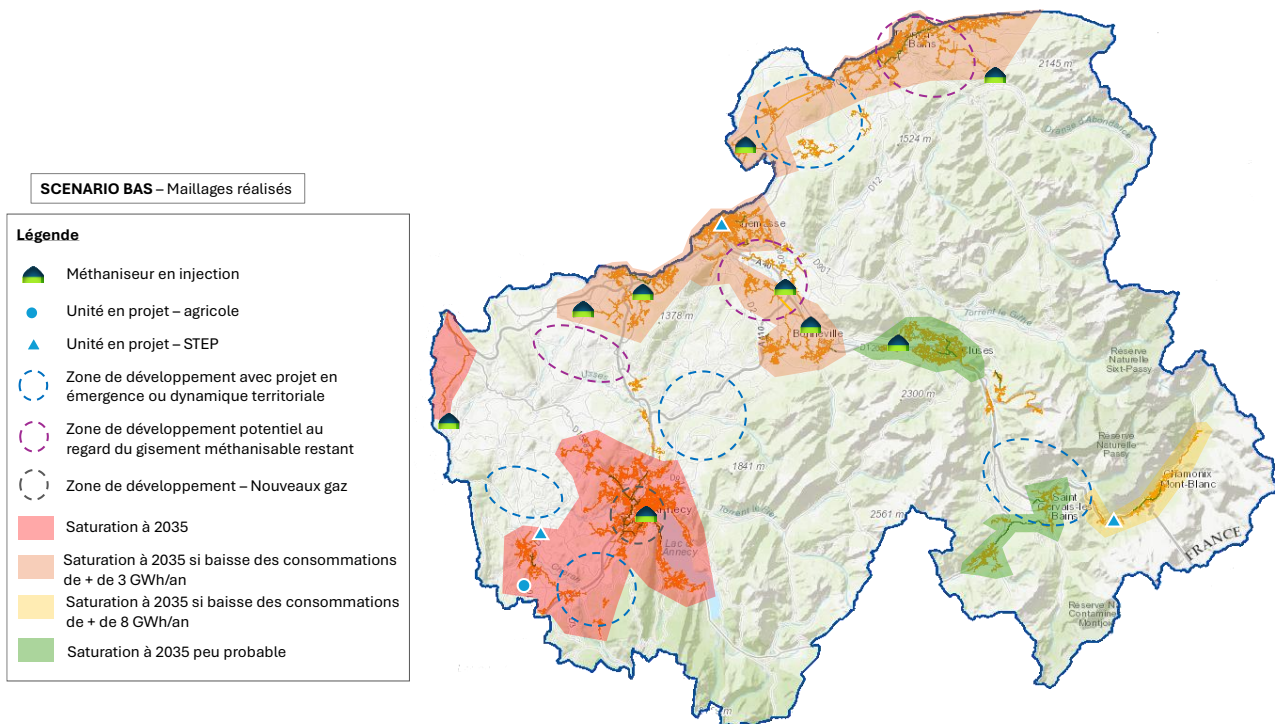


Figure 43 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario BAS – Maillages réalisés

9. Impacts économiques

9.1. Investissements nécessaires à la production de gaz renouvelable d'ici 2035

À l'échelle française, l'atteinte des objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie nécessitera de fait un investissement important pour l'ensemble des réseaux :

- Pour les réseaux électriques, **l'effort financier présenté par RTE pour adapter et moderniser les réseaux électriques français est évalué à 200 milliards d'euros d'ici 2040** :
 - 94 milliards d'euros d'ici 2040 pour le Transport (40 000 kilomètres de lignes à haute ou très haute tension, sur un réseau total de quelque 106 000 kilomètres, et 85 000 pylônes à renouveler)¹
 - 96 milliards d'euros pour la Distribution moyenne et basse tension entre 2022 et 2040²

L'objectif est de moderniser les équipements, mais aussi d'augmenter leur capacité pour répondre aux enjeux liés à **l'électrification** des usages et à la **réindustrialisation**.

- Pour les réseaux de chaleur, l'ADEME estime qu'il faudrait déployer près de **595 km de réseaux chaque année** pour atteindre l'objectif de **90 TWh/an de chaleur livrée à l'horizon 2035** (dont 67 TWh d'énergie renouvelable et de récupération), ce qui représente des investissements évalués par la FNTP à **892 millions d'euros par an**³.
- **Pour le développement du gaz renouvelable**, les besoins de raccordement et d'adaptation des infrastructures gazières pour une production de gaz renouvelable de 80 à 120 TWh à l'horizon 2035 ont été évalué à 20 000 km de réseaux pour raccorder et mailler les réseaux et d'environ 200 rebours. Le besoin d'investissement est évalué à environ **4 milliards à l'horizon 2035**. Cette évaluation a fait l'objet d'un rapport de la CRE issu d'un long travail collaboratif impliquant GRDF, GRTgaz, Teréga et Storengy en 2022/2023.

En Haute-Savoie, les investissements nécessaires en matière de raccordement et de renforcement (maillages) pour atteindre **244 GWh/an à l'horizon 2035**, soit **158 GWh/an** supplémentaire par rapport à fin 2025, sont évalués à **19 M€, dont 4 M€** pour les renforcements.

Au-delà des éléments présentés et dans un contexte de finances publiques et de pouvoir d'achat contraint, ces éléments renforcent le besoin de disposer de planification énergétique locale intégrant pleinement le besoin de **mix énergétique** et de **coordination des réseaux**.

¹ Source : Schéma Décennal de Développement du Réseau – RTE

² Source Communiqué de presse du 17 février 2025 - ENEDIS

³ [LE-MARCHE-DES-RESEAUX-DE-CHALEUR-RENOUVELABLE-VF.pdf](#)

9.2. Impact économique pour les usagers de la distribution gaz

L'évaluation des tarifs d'acheminement est évaluée sur la base des charges d'investissements, des charges d'exploitation (maintenance, sécurité, comptage, personnel, ..), divisés par le nombre de clients et les volumes acheminés.

La **baisse des consommations**, mais aussi du **nombre de clients** raccordés au réseau gaz, pourrait entraîner un « **effet ciseaux** » avec une **augmentation du tarif** d'acheminement pour les clients restants.

Afin de pouvoir absorber la baisse des consommations et maintenir un coût unitaire du réseau à un niveau compétitif, le maintien du **nombre de clients gaz reste essentiel** : pour permettre aux usagers du gaz de ne pas voir leur coût énergétique devenir trop élevé, il ne pas y avoir une baisse des volumes et des clients, car cela entraînerait un coût de réseau difficile à absorber. Une baisse des volumes avec un maintien du nombre de clients gaz, tout en optimisant les charges d'exploitation du réseau de distribution, peut permettre de maintenir des tarifs de distribution acceptables.

Avec **des efforts de performance de l'ordre de 3% par an**, GRDF estime que les tarifs de distribution peuvent rester attractif, avec un maintien au niveau de l'inflation. Dans le cadre des prévisions d'activité 2025 – 2029, GRDF a déjà identifié 80% des gains de performance. Ils passent par :

- Des efforts sur les achats
- Une plus grande efficacité des activités réseau
- Une réorganisation de certaines activités

Ainsi, la pérennité du réseau de distribution gaz ne peut être envisagée qu'en tendant vers un **cercle vertueux** qui viserait à **accompagner** les usagers du gaz à **moins consommer** et par conséquent **réduire leurs factures** d'énergie, maintenir un nombre d'usagers stable d'une part et **optimiser les coûts** d'exploitation du réseau en réalisant des efforts de performance et d'optimisation des activités de GRDF d'autre part.

En maintenant des tarifs de distribution abordables, et avec un développement progressif du gaz renouvelable, le réseau de distribution gaz, actif appartenant aux collectivités locales, pourra rester une **option de décarbonation** viable pour les territoires.

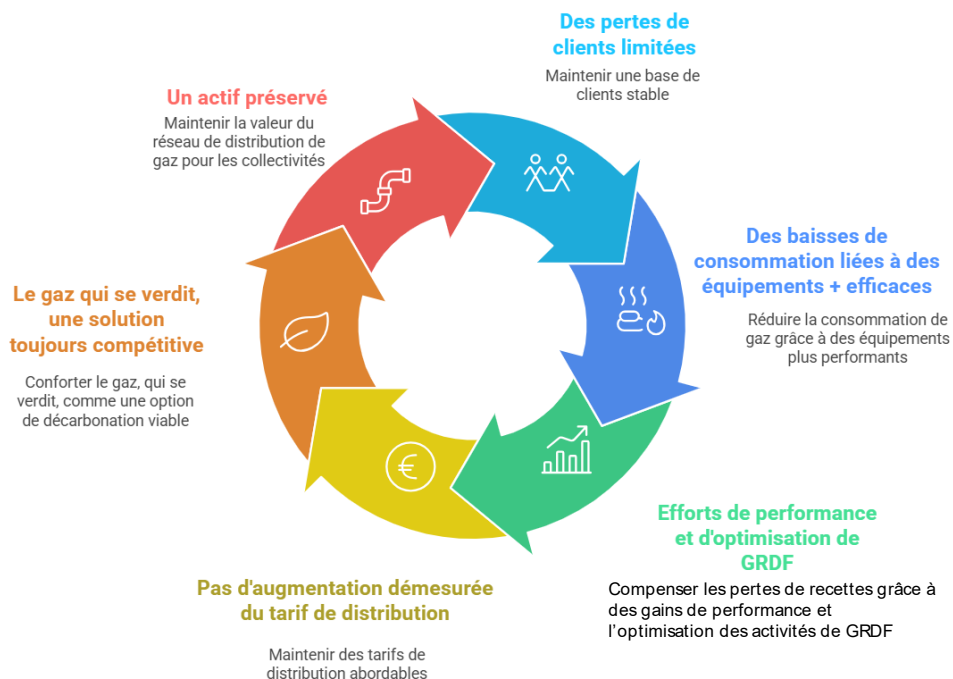


Figure 44 - Conditions de maintien d'un service public du gaz pérenne

9.3. Optimisation du réseau de distribution de gaz : Etude AMORCE

Dans une logique d'optimisation du réseau, une des pistes pourraient être de supprimer certains tronçons de réseaux et ainsi de limiter les coûts d'exploitation associés. Plusieurs études ont été menées à ce jour pour identifier l'intérêt qu'offrirait la suppression de certains tronçons du réseau pour optimiser les coûts d'exploitation :

- Dans [son rapport sur l'avenir des infrastructures gaz de 2023](#), la CRE a réalisé plusieurs simulations sur des zones spécifiques pour identifier la part du réseau susceptibles d'être abandonné à l'horizon 2050, notamment sur des zones à fort développement de réseaux de chaleur. Sur Le Havre par exemple, l'étude a conclu qu'à l'horizon 2050, la perte de 70% des points de consommations et de 89% des consommations à l'horizon 2050 ne permettait de libérer que 34% du réseau local.
- L'Eurométropole de Strasbourg a mené une étude visant à identifier les leviers d'optimisation sur le réseau gaz. Les analyses ont montré que dans le cas d'un développement important du réseau de chaleur à Strasbourg, conduisant à la baisse de 10% du nombre de clients gaz, seuls 2,5% du réseau de distribution pourrait être supprimés.

Afin d'approfondir ces analyses, et compte tenu de la directive européenne 2024/1788 appelée « paquet gaz », introduisant une obligation pour les Autorités concédantes (AODG) ayant plus de 45 000 Clients gaz de réaliser des plans d'optimisation des réseaux de gaz, l'association AMORCE a mené une étude visant à étudier l'opportunité d'**optimisation du réseau** de distribution pour **trois profils de territoires** aux enjeux et aux géographies différents : un territoire urbain dense représenté par la région lyonnaise, un territoire rural représenté par l'Allier et un territoire péri-urbain représenté par le Haute-Savoie sur le périmètre du Syane.

Le réseau de gaz a été modélisé sur chacun de ces territoires avec les consommations actuelles en chaque point du réseau dans la mesure des **données publiques disponibles**. C'est un point fort de cette étude qui a ainsi mis en place une méthodologie applicable à d'autres territoires.

Pour envisager l'évolution du réseau, **trois scénarios** ont été considérés :

- Le scénario « Perspectives gaz 2024 » réalisé par les acteurs gaziers ;
- Le scénario de la stratégie française de l'énergie et du climat (SFEC 2025) ;
- Et un scénario de baisse amplifiée réalisé par le bureau d'étude Naldéo pour modéliser un cas où les ressources en gaz vert seraient moins importantes (moins mobilisées) que dans les deux scénarios précédents.

Pour chacun des scénarios, les trajectoires de consommation de gaz sont appliquées aux territoires étudiés en prenant en compte la part des différents secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie, etc.).

Les canalisations jugées indispensables pour la collectivité ont été identifiées et sanctuarisées avec les **valeurs d'usage** suivantes :

- Raccordement des sites de production de biométhane ;
- Alimentation des chaudières d'appoint ou de secours des réseaux de chaleur ;
- Alimentation des stations de recharge GNV pour la mobilité ;
- Alimentation de certaines industries spécifiques qui ne peuvent substituer le gaz (chimie, métallurgie notamment).

Enfin, l'**équilibre économique** de chaque tronçon a été calculé à partir des consommations avec les recettes estimées grâce aux tarifs de distribution actuels et les estimations de charges d'exploitation réseau. Il est ainsi possible d'identifier les tronçons qu'il pourrait être pertinent de déraccorder afin d'améliorer l'équilibre économique global du réseau. Trois critères d'éligibilité au déclassement ont été retenus dans cette étude :

- Une longueur minimale de tronçon de 500m
- Des charges d'exploitation supérieures aux recettes générées par le tronçon

- Un déficit d'exploitation supérieur au coût d'abandon des ouvrages (la procédure d'abandon des ouvrages, dans la réglementation actuelle, consiste à sectionner les canalisations tous les 50 mètres pour les obstruer pour un coût d'environ 20 €/m).

Cette analyse permet d'obtenir pour chaque territoire et chaque scénario la longueur et la localisation des tronçons de réseau déclassables selon les critères définis et les **économies réalisées par ces abandons**.

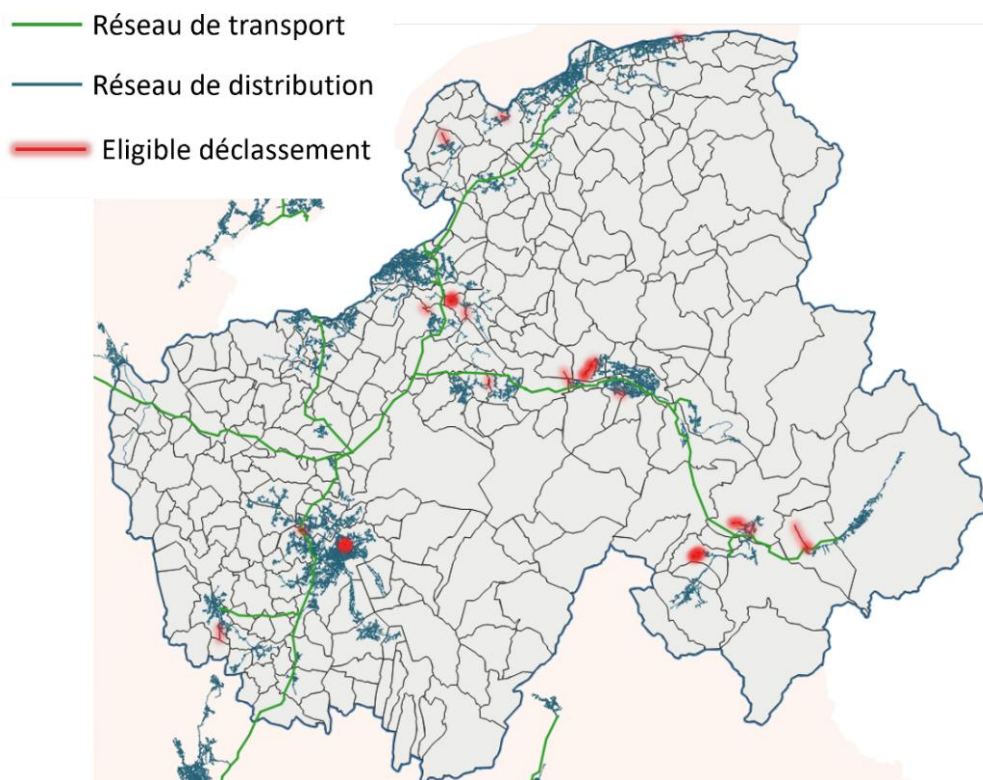


Figure 45 : Tronçons de réseau déclassables pour le territoire de la Haute-Savoie pour le scénario SFEC

A partir des hypothèses précitées, l'étude obtient les résultats ci-dessous.

Scénario	Perspective Gaz 2024	SFEC	Baisse amplifiée
Allier	6,0%	7,0%	11,5%
Haute Savoie	1,1%	1,6%	2,2%
Rhône	1,0%	1,1%	1,6%

Figure 46 : Part du réseau économiquement déclassable

Scénario	Perspective Gaz 2024	SFEC	Baisse amplifiée
Allier	-6,6%	-6,0%	-9,5%
Haute Savoie	-1,1%	-1,3%	-1,8%
Rhône	-1,6%	-1,4%	-2,1%

Figure 47 : Économies réalisées grâce à ces opérations de déclassement

Les résultats mis en avant dans les travaux AMORCE conduisent à une conclusion prudente pour des territoires de type Haute-Savoie : le gisement de déclassement apparaît **faible**, de l'ordre de 1 % à 2 % des canalisations seulement, pour un effet limité sur la trajectoire tarifaire, avec une **limitation de la hausse du prix du gaz inférieure à 1 %**. Autrement dit, même si le déclassement peut constituer un outil de pilotage à la marge, il ne représente pas, à lui seul, un levier structurant d'optimisation économique du réseau à l'échelle départementale, d'autant plus que le patrimoine est relativement **jeune**.

Conclusion

À l'initiative du Syane et en coopération étroite avec GRDF, cette étude départementalisée a permis de construire une vision partagée de la distribution publique de gaz en Haute-Savoie, au-delà du seul périmètre de concession du Syane. En s'appuyant sur une mutualisation de données, d'expertises techniques et de capacités d'analyse territoriale, elle apporte un socle commun de connaissance et de dialogue pour éclairer les décisions des collectivités dans un contexte de transition énergétique réaffirmé par la PPE3.

Le diagnostic met en évidence un territoire où le gaz conserve une place significative dans le mix énergétique, avec environ 16 % de l'énergie finale, principalement liée aux usages chaleur du résidentiel, du tertiaire et de l'industrie. La trajectoire des dernières années confirme une baisse structurelle des consommations de gaz d'environ -2.2% par an alors même que, à l'inverse de la tendance nationale, le nombre d'utilisateurs progresse.

L'ensemble des scénarios étudiés vont dans le sens de la baisse des consommations à horizon 2035 avec des amplitudes variables et une sensibilité aux dynamiques de construction, de rénovation et au développement des réseaux de chaleur. En parallèle, il existe un potentiel crédible de montée en puissance des gaz renouvelables avec une production locale déjà engagée et une perspective pouvant atteindre environ 244 GWh/an à l'horizon 2035. L'enjeu clé devient alors l'intégration système. La capacité d'injection dépend des consommations estivales et de l'organisation des mailles gazières. Sans adaptations, certaines zones pourraient connaître des épisodes de saturation à moyen terme. Des solutions existent, notamment le maillage, mais elles nécessitent d'être anticipées, coordonnées et justifiées au regard des dynamiques réelles de projets et de consommation.

Sur le plan économique, la baisse des volumes dans un service à coûts largement fixes alimente un "effet ciseau" susceptible de peser sur la trajectoire tarifaire, comme l'illustre l'évolution récente de l'ATRD. Les travaux AMORCE confirment que le déclassement de tronçons peut constituer un levier ponctuel, mais d'ampleur limitée sur un territoire comme la Haute-Savoie, où le réseau est récent et où le gisement de déclassement resterait marginal. La pérennité du service public repose donc davantage sur une combinaison de leviers : pilotage des usages, performance et optimisation de l'exploitation, planification des investissements utiles à la décarbonation, et cohérence multi-énergies.

En définitive, cette étude conclut à la nécessité d'une approche départementale coordonnée pour concilier trois objectifs indissociables : **réduire les consommations de gaz fossile**, développer une **production locale de gaz renouvelable** et garantir un **service public de distribution durable**, sûr et économiquement soutenable. Dans cette perspective, la coopération entre le Syane et GRDF, renforcée par le nouveau contrat de concession, constitue un cadre structurant pour organiser la concertation avec les communes, articuler les choix d'aménagement et d'énergie, et prioriser les actions à engager d'ici 2035 puis 2050.



Annexe 1 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Résidentiel

Evolution des consommations et du nombre de clients liés à de nouveaux usagers du gaz (flux)

- **Gain d'usagers du gaz lié aux constructions neuves**

Le schéma de principe ci-dessous présente la manière dont a été évalué le nombre d'usagers du gaz et les consommations gaz pour les logements neufs. Il est à noter que la RE2020 ne permet pas le recours à des solutions gaz (THPE ou PAC hybrides) pour les maisons individuelles. Seuls les appartements ont été pris en compte pour évaluer le gain de nouveaux usagers et de consommations associées.

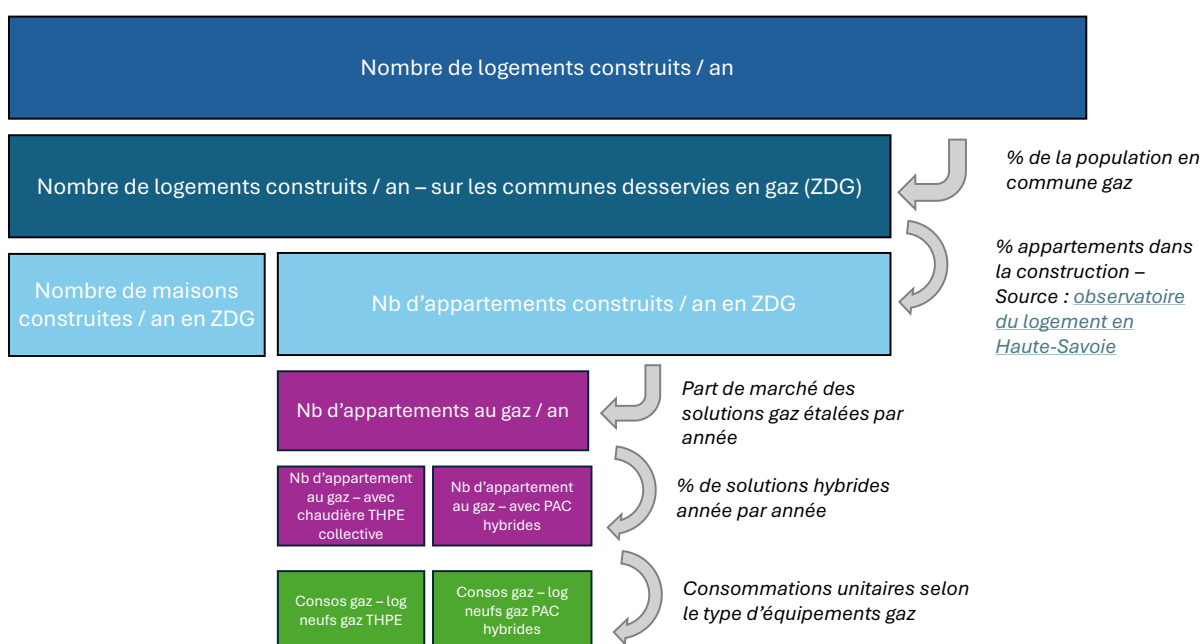


Figure 48 : Principe d'évaluation des consommations et nombre de clients gaz liés à la construction de logements neufs à 2030 et 2035

- **Données territoriales**

	Scénario BAS	Scénario MEDIAN	Scénario HAUT
Nombre de constructions neuves / an (Source : Etude des besoins de logements 2023 - 2028)	Dynamique plus faible de construction : 5 000 logements / an	7 500 logements / an	7 500 logements / an
Part des logements en ZDG	70 %	70 %	70 %
Part des appartements dans la construction neuve (Source : observatoire de la Haute-Savoie)	75%	75%	75%

- **Part de marché des solutions gaz** : Les hypothèses de parts de marché gaz retenus ont pris en compte les tendances observées sur les années passées **spécifiquement sur le territoire de la Haute-Savoie**. Il est à noter que ces tendances ne sont pas forcément celles observées sur d'autres départements.

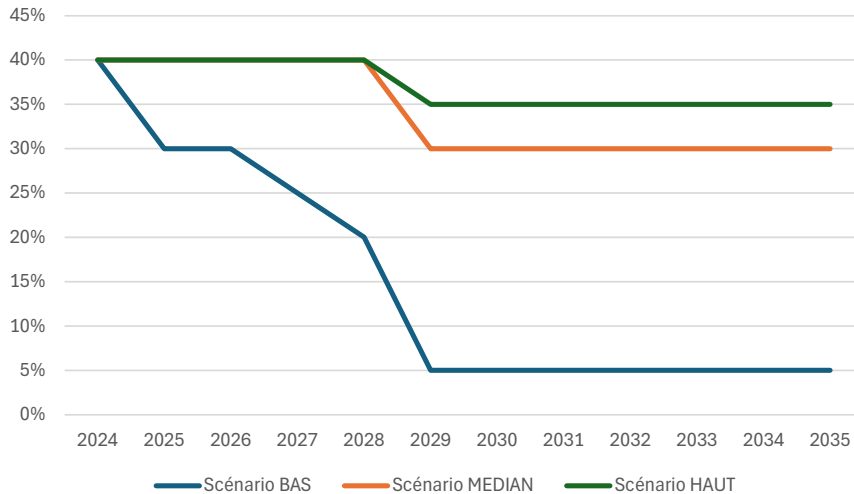


Figure 49 - part de marché gaz considérée année par année

- **Part d'hybridation f**

La RE2020 permettait jusqu'à 2025 la possibilité d'avoir recours à des solutions gaz collectives (type THPE). A partir de 2025, seules les solutions hybrides sont réglementaires. Il a été considéré dans le modèle que le délai entre pose du permis de construire (qui intègre l'évaluation pour la RE2020) et la construction effective du bâtiment était de 3 ans. A ce titre, les solutions gaz THPE sont intégrés jusqu'à 2028, puis à partir de 2028, seules des solutions hybrides ont été retenues.

- **Gain d'usagers du gaz lié à la bascule de logements fioul vers des solutions gaz**

Les hypothèses de passage de logements fioul vers des solutions gaz se basent sur les dynamiques observées sur les dernières années. En moyenne sur les trois dernières années, le nombre de conversion fioul vers gaz a été de **500 logements par an, avec environ 85% de logements collectifs**.

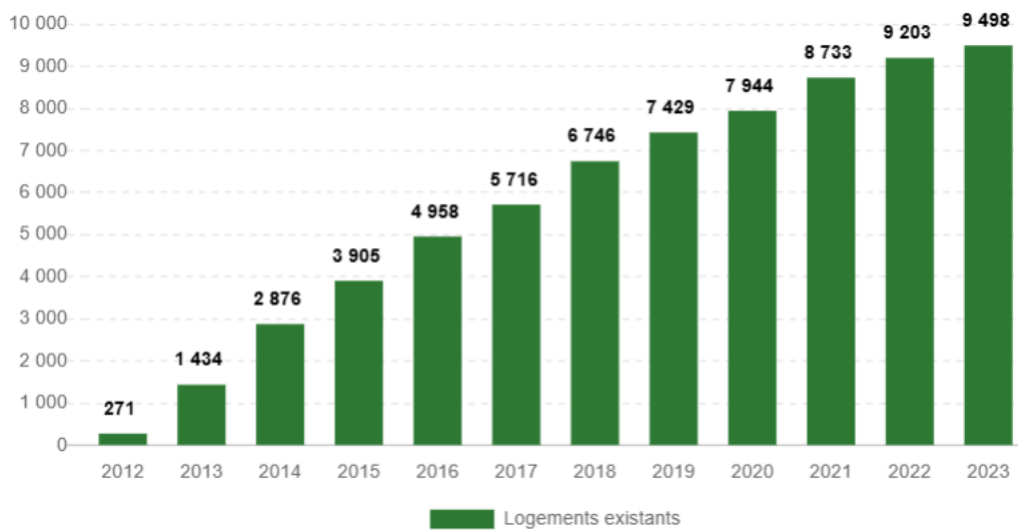


Figure 50 - Nombre de conversion fioul vers gaz cumulé depuis 2012 – Source : GRDF (sur la base des données de certification de conformité – CC2)

L'INSEE estime que le nombre de logements fioul en zone de gaz en Haute-Savoie est de 35 000 logements. Dans une approche plus prudente, compte tenu de la dynamique actuelle et du fait que tous les logements ne sont pas forcément situés près du réseau gaz, il y a été considéré que le scénario MEDIAN (tendanciel) ne poursuivait pas la tendance observée mais était en ralentissement. Dans le scénario HAUT, la dynamique passée est poursuivie en prenant en compte l'intégration des solutions gaz verts dans les dispositifs de soutien pour la sortie du fioul des collectivités locales.

	Scénario BAS	Scénario MEDIAN	Scénario HAUT
Nombre de maisons individuelle passant du fioul vers le gaz / an	50	50	90
Nombre d'appartements passant du fioul vers le gaz / an	200	300	400

Evolution des consommations et du nombre de clients liés à la perte d'usagers du gaz (flux)

- **Transfert vers les pompes à chaleur électriques pour les maisons individuelles**

En maisons individuelles, le transfert de solutions gaz vers d'autres énergies est essentiellement liés au remplacement de chaudière par des pompes à chaleur gaz. Sur la base des données observées sur les dernières années, il a été considéré pour le scénario MEDIAN que 400 maisons individuelles / an chauffées au gaz basculaient sur des pompes à chaleur électriques.

	Scénario BAS	Scénario MEDIAN	Scénario HAUT
Nombre de maisons individuelle passant du gaz vers l'électricité	400	300	200

- **Transfert vers les réseaux de chaleur urbains pour les logements collectifs**

L'évaluation de la baisse de consommations et d'usagers du gaz liées au développement des réseaux de chaleur urbain a été réalisée en prenant compte les réseaux de chaleur en extension et en projet connus à date.

Pour chaque réseau de chaleur, il a été évalué le nombre et les consommations des logements chauffés actuellement au gaz qui basculeraient au réseau de chaleur. La baisse des consommations gaz a aussi été pondérée en fonction du degré de maturité des projets et leur probablement avancement à 2030 et 2035. La liste des réseaux de chaleur considérés dans l'étude est présentée ci-dessous.

ANNECY - SEYNOD	EXISTANT
ANNECY - NOVEL	EXISTANT
ANNECY - Universités	PROJET
ANNEMASSE - BEA	EXISTANT
ANNEMASSE	PROJET
CHAMONIX MONT BLANC	PROJET
CLUSES	EXISTANT
CRANVES SALES	PROJET
CRUSEILLES	PROJET
EVIAN LES BAINS - Les Hauts d'Evian	EXISTANT
EVIAN LES BAINS - Boucle d'eau	PROJET
GAILLARD	PROJET
RUMILLY	EXISTANT
SAINT JULIEN EN GENEVOIS	PROJET
SAINT PIERRE EN FAUCIGNY	PROJET
SILLINGY	PROJET
THONON LES BAINS	EXISTANT
VETRAZ MONTHOUX	PROJET
VILLE LA GRAND	PROJET

- **Pertes des clients « cuisson »**

Pour les clients n'utilisaient aujourd'hui le gaz que pour un usage cuisson, il a été considéré dans tous les scénarios une bascule vers d'autres systèmes de l'ordre de 2% / an, correspondant à ce qui est observé à ce jour à la maille nationale.

Evolution des consommations pour les logements restant au gaz (stock)

- **Impact du réchauffement climatique**

Un coefficient d'évolution de la rigueur climatique est appliqué aux consommations dites « thermosensibles ». Dans ce modèle, toutes les consommations des marchés Résidentiel, Tertiaire et Industrie sont considérée comme telle. Le coefficient climatique est appliqué à partir d'une base 100 en année de référence 2023.

Pour le scénario MEDIAN, le coefficient climatique est évalué à **-0,8%/an**, estimation de la tendance via régression linéaire sur les 29 dernières années et évaluation par rapport à la moyenne des 5 dernières années (source : [Ministères de l'Aménagement du Territoire et de la Transition Ecologique](#)). Pour le scénario BAS, il a été pris comme hypothèse une accélération du réchauffement climatique, avec un coefficient climatique de **-0,9% / an**.

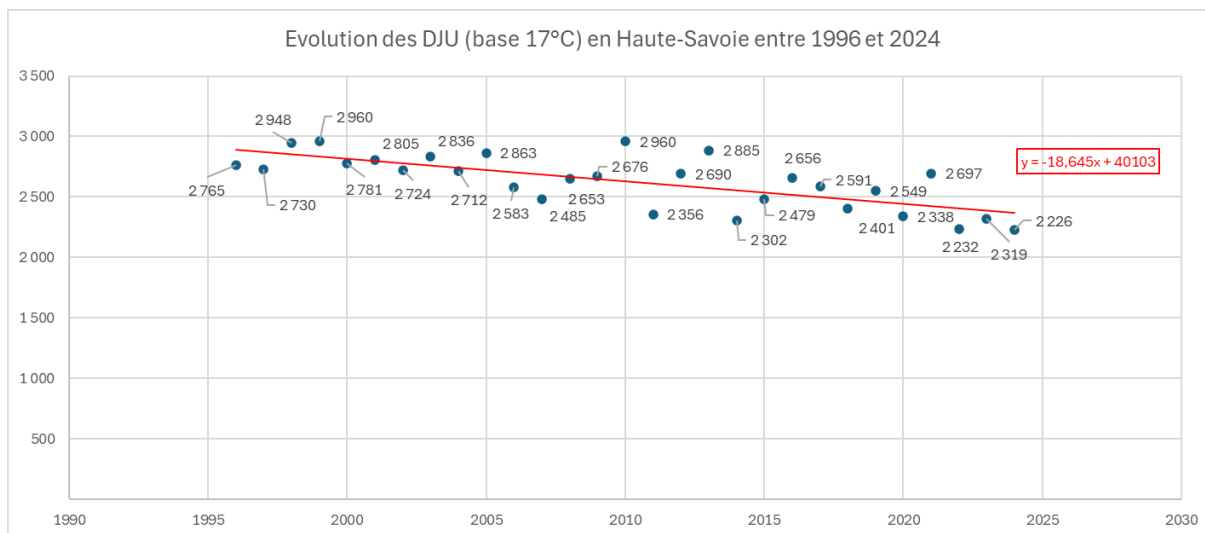


Figure 51 - Evolution des DJU en Haute Savoie entre 1996 et 2024

Le calcul de l'impact climat sur les consommations totales de l'année N+1 est calculé en appliquant le coefficient climatique à l'année N+1 sur l'assiette (A) suivante :

$$A = \text{Consos totale année N} - \Delta \text{ Consos année N+1}$$

Avec : $\Delta \text{ Consos année N+1} = \sum \text{augmentations de consos} - \sum \text{baisses de consos}$

- **Impact de la rénovation énergétique**

Dans ce modèle, Il est fait comme hypothèse que les clients gaz vont réduire leur consommation d'énergie via des actions de sobriété énergétique, càd de réduction de leur consommation de gaz via :

- Des actions sur les usages : écogestes, maîtrise des consommations, modification des habitudes de vie, etc.
- Des actions sur le bâti : rénovation thermique, optimisation des systèmes de chauffage, vannes thermostatiques, amélioration de la ventilation, etc.

L'ensemble de ces actions ont été regroupés dans un coefficient unique de réduction des consommations de gaz appelé « gains énergétiques moyens ». Dans le scénario MEDIAN, ce coefficient est de **-30%**. Il est appliqué à un nombre estimé de logements rénovés chaque année.

Concernant l'assiette qui est prise en compte pour l'application de ce coefficient, elle cherche à estimer au plus près un nombre de rénovation annuelle pour chaque type de logements (appartement et maisons individuelles). Pour l'ensemble des scénarios, il a été considéré que **5000 logements** sont rénovés par an, dont 30% chauffés au gaz. La répartition par typologie de logements se fait via le nombre de [logement gaz issu des données INSEE](#).

- **Impact du remplacement des équipements de chauffage pour les logements non rénovés**

Pour les logements non rénovés, il a été considéré que le taux de renouvellement naturel des chaudières gaz est de **5% par an** (basée sur une durée de vie de 20 ans des chaudières), en distinguant par type de logements la part de remplacement par des chaudières Très Haute Performance Énergétique (THPE) et par des solutions hybrides. Cet objectif est un objectif raisonnable qui permettrait de consommer moins et mieux, sans rupture technologique et dans des délais acceptables.

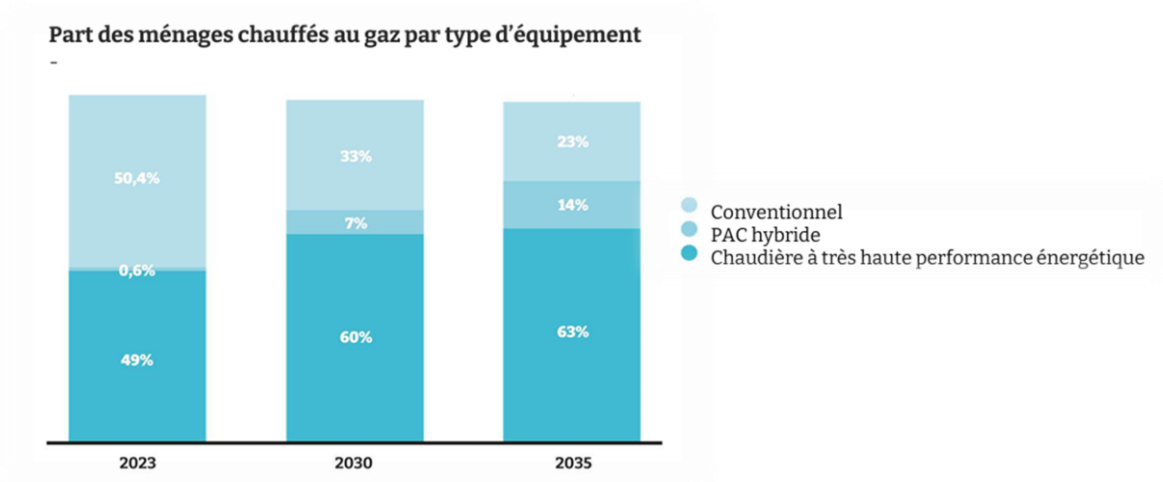


Figure 52 - Vision à la maille France de la place des équipements gaz dans les logements à 2035 - source Perspectives Gaz 2024

Pour le remplacement d'anciennes chaudières gaz par une chaudière THPE, un **gain énergétique de 15%** a été considéré. Il s'élève à 30% dans le cas du remplacement par un système hybride.

Annexe 2 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Tertiaire

Evolution des consommations et du nombre de clients liés à de nouveaux usagers du gaz (flux)

- Cas du secteur privé

L'évaluation du nombre de nouveaux bâtiments tertiaires privés se raccordant au gaz a été réalisé en prenant en compte la dynamique observée sur les 3 ans précédents. Le graphique ci-dessous reprend les hypothèses considérées de pourcentage de gains de nouveaux usagers du gaz par an dans le secteur du tertiaire privé. Ce pourcentage est appliqué au nombre de clients gaz en tertiaire privé. Pour les scénarios MEDIAN et HAUT, il est considéré que la part de nouveaux bâtiments tertiaire privé sera amené à diminuer à l'horizon 2035, en raison de la réglementation actuelle. Pour le scénario BAS, il est considéré que plus aucun bâtiment tertiaire ne se raccorde au réseau de distribution gaz.

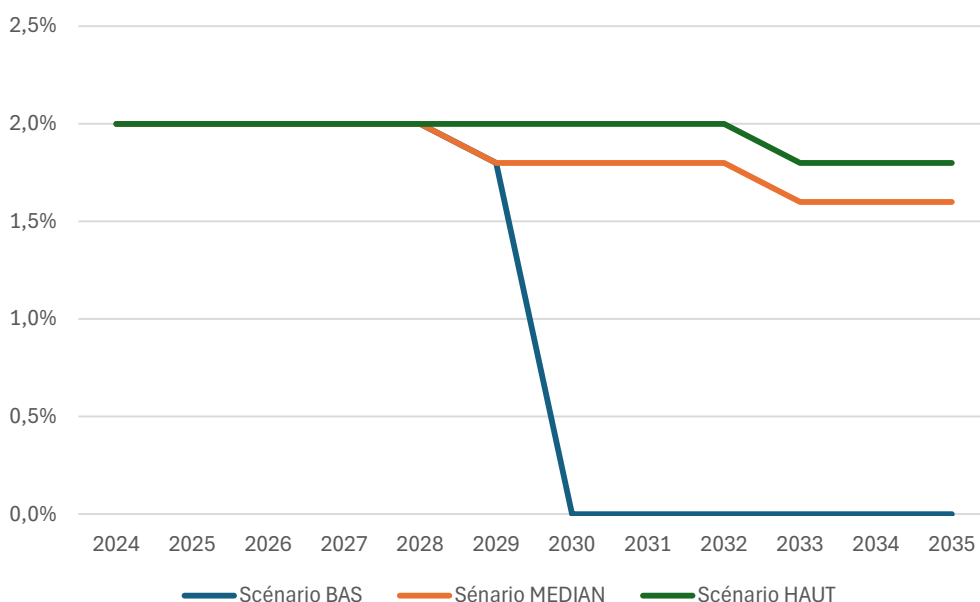


Figure 53 – Part de nouveaux clients gaz dans le secteur du tertiaire privé

- Cas du secteur public

Concernant le tertiaire public, la méthodologie appliquée est la même que pour le tertiaire privé, avec les hypothèses présentées dans le graphique ci-dessous.

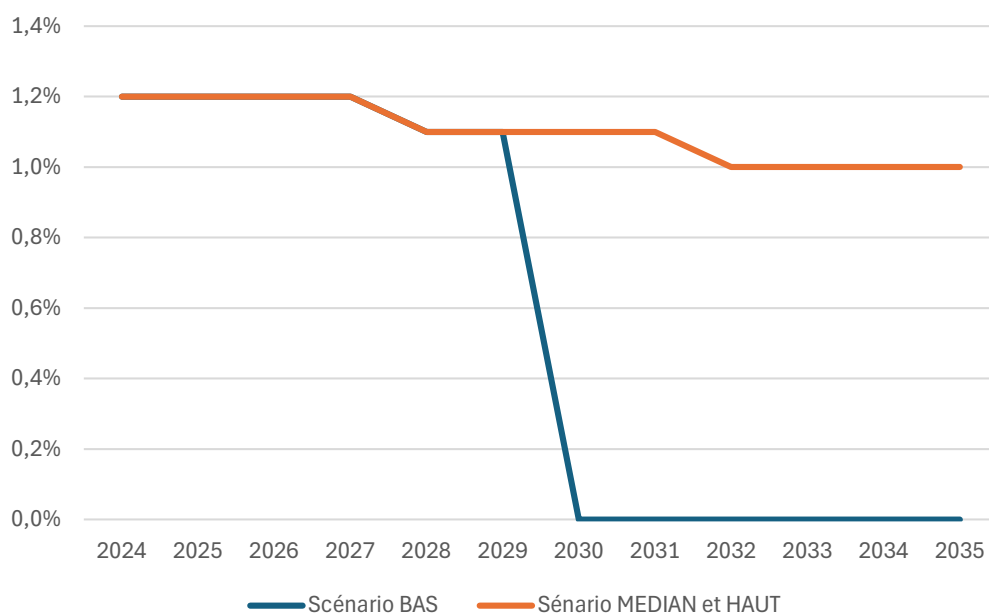


Figure 54 - Part de nouveaux clients gaz dans le secteur du tertiaire public

Evolution des consommations et du nombre de clients liés au transfert d'usagers du gaz vers d'autres énergies

- **Transfert vers des réseaux de chaleur en extension ou en projet**

De manière identique au secteur résidentiel, les bâtiments tertiaires actuellement chauffés au gaz pour lesquels un raccordement à un réseau de chaleur en extension et en projet connus à date ont été pris en compte dans le modèle (cf liste des réseaux de chaleur pris en compte en annexe 1)

- **Transfert vers d'autres énergies**

Une fois écarté les bâtiments tertiaires se raccordant à des réseaux de chaleur, il a été considéré qu'une part des bâtiments tertiaires du gaz faisait d'une autre énergie. Les hypothèses du scénario MEDIAN se basent sur les tendances observées ces dernières années. Les hypothèses retenues pour le scénario BAS et HAUT sont identiques au scénario MEDIAN, avec un transfert de 1,5% /an des bâtiments tertiaires chauffés au gaz par an vers une autre énergie (hors réseaux de chaleur) en 2035

Evolution des consommations pour les bâtiments tertiaires restant au gaz (stock)

- **Impact du réchauffement climatique**

Même méthodologie que présentée sur le secteur résidentiel.

- **Impact du décret tertiaire**

Le dispositif Eco Energie Tertiaire (ou par réduction « Décret Tertiaire ») impose depuis 2023 la réduction des consommations d'énergie finale pour tous les bâtiments tertiaires existants et neufs de plus de 1000 m². Les obligations portent sur les objectifs suivants : -40 % en 2030, -50 % en 2040, -60 % en 2050 (par rapport à des consommations de 2010).

Dans cette étude, nous avons considéré que l'impact du Décret tertiaire s'appliquait au stock de client gaz, c'est-à-dire au client qui consomment du gaz en 2023 et le feront toujours en 2035, l'impact du transfert de client tertiaire gaz vers d'autres énergies étant traité préalablement.

En raison de la grande variabilité des types de clients tertiaire (bureaux, services publics, enseignement, médico-social, justice, commerces, hôtellerie, restauration, résidences de tourisme et loisirs, équipements sportifs, de culture et de spectacles, entrepôts, aéroports, gares ferroviaires, routières, maritimes ou fluviales, salles et centres d'exploitation informatique, stationnement, blanchisseries, imprimeries et reprographies, etc.), il a été décidé de faire le distinguo entre les clients gaz de type T1 et T2 – dits **PRO** – et les T3, T4 et TP – dits **ENT**.

Sur la base de données nationales et plus spécifiquement pour le patrimoine public des données issues de l'observatoire régional de la filière construction (CERC Auvergne Rhône Alpes), voici les estimations de part de bâtiments tertiaire concernés par le Décret Tertiaire par typologie de client gaz :

	2030	2035
Proportion des clients PRO concernés par le Décret Tertiaire	10%	10%
Proportion des clients ENT concernés par le Décret Tertiaire	75%	75%

Ces ratios sont applicables aux nombres de client Tertiaire en base 2023, il convient donc de lire ce tableau de la façon suivante : 10% des PCE Tertiaire PRO en 2023 sont concernés par les obligations du Décret Tertiaire en 2030 et 2035 et 75% pour les PCE Tertiaire ENT.

Les efforts de réduction des consommations étant progressif dans le temps, voici les pourcentages qui ont été considérés :

	2030	2035
Réduction des consommations pour les clients PRO	-20%	-25%
Réduction des consommations pour les clients ENT	-30%	-35%

Annexe 3 – Hypothèses pour l'évaluation des consommations gaz et du nombre de clients gaz – secteur Industriel et mobilité bioGNV

Evolution des consommations pour le secteur industriel

- **Cas des plus gros consommateurs de gaz**

A ce jour, les 25 plus gros consommateurs de gaz en Haute-Savoie représentent 50 % de la consommation totale affectée au secteur industriel. Une analyse spécifique a été menée sur ces consommateurs pour identifier leurs perspectives d'évolution, tant en matière d'activité que de politiques de décarbonation.

- **Pour les autres consommateurs du secteur industriel**

Pour les autres consommateurs, il a été considéré que les actions d'efficacité énergétique engagées se poursuivaient, menant à une réduction des consommations de gaz de 2% par an pour les scénarios MEDIAN et HAUT, et de 3%/an pour le scénario BAS.

Evolution des consommations pour la mobilité bioGNV

Concernant le développement de la mobilité bioGNV sur le département, deux types d'hypothèses ont été considérées :

- Le développement de nouvelles stations d'avitaillement, privées ou publiques : au vu de la dynamique de projets actuels, il a été considéré dans le scénario MEDIAN le raccordement de deux nouvelles stations (publiques ou privées) à l'horizon 2035.
- Le développement du nombre d'immatriculation au bioGNV qui viendraient s'avitailer sur les stations existantes : au regard de la dynamique d'immatriculation de véhicules GNV en France, il a été considéré que les consommations de gaz pour la mobilité augmentaient de 1% par an jusqu'à 2035.

Glossaire

ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

AODG : Autorité Organisatrice de la Distribution de Gaz

ATRD : Accès des Tiers au Réseau de Distribution

CC : Communauté de Communes

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

ECS : Eau Chaude Sanitaire

ELD : Entreprise Locale de Distribution

GDF : Gaz De France

GES : Gaz à Effet de Serre

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GNV : Gaz Naturel Véhicule

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRDF : Gaz Réseau De France

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport

PCAET : Plan Climat Air Energie Territorial

PDL : Point De Livraison

PPE3 : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 3

PTEF : Plan de Transformation de l'Économie Française

SDES : Service des Données et Etudes Statistiques

SNBC : Stratégie Nationale Bas Carbone

STEP : STation d'ÉPuration

TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel

TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

Table des illustrations

Figure 1 : Dessin d'une usine à gaz (1821) et photo d'un allumeur de réverbères en 1939 place de Concorde	7
Figure 2 : Le bassin de Lacq en 1957	7
Figure 3 : Logo de Gaz de France de 1988 à 2002	8
Figure 4 : Méthaniseur agricole en injection (Bassy 74910)	9
Figure 5 : Consommation finale à usage énergétique par énergie en 2024 (SDES)	10
Figure 6 – Appel de puissance de pointe hebdomadaire du mix énergétique français en GW	11
Figure 7 : Les usages du gaz par secteur et leurs évolutions.....	12
Figure 8 : Les origines du gaz en France et leurs évolutions (TWh/an).....	13
Figure 9 : Cartographie des infrastructures gazières de la France métropolitaine	14
Figure 10 : représentation des maillons de la chaîne gazière et illustration d'acteurs.....	15
Figure 11 : autorités encadrant les missions de distribution publique de gaz.....	16
Figure 12 : Composition d'une facture type (rapport CRE sur le fonctionnement des marchés de détail)	17
Figure 13 : le fonctionnement de la méthanisation : des déchets organiques aux produits valorisés (CLER)	18
Figure 14 : schéma explicatif des différentes technologies de production de gaz renouvelables.....	19
Figure 15 : scénarios de consommation de gaz à horizon 2050 et leurs sources d'approvisionnement.....	20
Figure 16 : Consommation d'énergie finale en Haute-Savoie	21
Figure 17 : Cartographie des réseaux de transport et de distribution en Haute-Savoie	21
Figure 18 : évolution des consommations et du nombre de PDL (Point De Livraison) entre 2018 et 2024 ...	22
Figure 19 : Inventaire des canalisations du territoire.....	22
Figure 20 - Carte des unités de méthanisations en Haute-Savoie (source : DDT Haute-Savoie)	23
Figure 21 : Évolution du nombre d'unités de méthanisation en injection en Haute-Savoie et les productions associées.....	23
Figure 22 : Potentiel méthanisable restant par EPCI (en MWh/an).....	25
Figure 23 Carte des stations d'épuration (STEP) avec méthaniseurs.....	26
Figure 24 : zones à enjeu pour le développement d'unités de méthanisation à partir des boues de STEP ...	27
Figure 25 - Développement de la production à 2035 en Haute-Savoie – par secteur géographique.....	29
Figure 26 : Perspectives de production de gaz renouvelables en Haute-Savoie à l'horizon 2035 par niveau de maturité des projets.....	29
Figure 27 : Evolution des consommations à l'horizon 2035 - Scénario MEDIAN	32
Figure 28 : Evolution du nombre de clients gaz à l'horizon 2035 - Scénario MEDIAN	33
Figure 29 - Evolution des consommations à 2035 dans le secteur résidentiel - Scénario MEDIAN.....	34
Figure 30 - Evolution du nombre de clients gaz à 2035 dans le secteur résidentiel - Scénario MEDIAN.....	35
Figure 31 : Evolution des consommations à 2035 dans le secteur tertiaire - Scénario MEDIAN	35

Figure 32 : Evolution des consommations à l'horizon 2035 par scénario	36
Figure 33 : Evolution du nombre de clients gaz à l'horizon 2035 par scénario.....	36
Figure 34 : Représentation schématique des enjeux de maintien de consommations estivales pour l'injection de gaz renouvelable	37
Figure 35 : Leviers existants pour maximiser les capacités d'injection de gaz renouvelables	38
Figure 36 : Schéma de principe pour l'adaptation des réseaux de gaz pour maximiser l'injection de gaz renouvelables	39
Figure 37 : Exemple de représentation graphique pour évaluer le volume de gaz renouvelable ne pouvant pas être injecté	40
Figure 38 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario MEDIAN – sans adaptation des réseaux de distribution gaz	41
Figure 39 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario MEDIAN – Maillages réalisés.....	41
Figure 40 : Evolution des capacités d'injection et de production de gaz renouvelable sur la maille de Rumilly – Aix-les-Bains.....	42
Figure 41 : réseaux gaziers sur le secteur Genevois - Annemasse - Pays Rochois	43
Figure 42 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario BAS – sans adaptation des réseaux	44
Figure 43 : Capacités d'accueil à 2035 au regard des évolutions de consommations à 2035 - scénario BAS – Maillages réalisés	45
Figure 44 - Conditions de maintien d'un service public du gaz pérenne	47
Figure 45 : Tronçons de réseau déclassables pour le territoire de la Haute-Savoie pour le scénario SFEC....	49
Figure 46 : Part du réseau économiquement déclassable	49
Figure 47 : Économies réalisées grâce à ces opérations de déclassement	49
Figure 48 : Principe d'évaluation des consommations et nombre de clients gaz liés à la construction de logements neufs à 2030 et 2035	51
Figure 49 - part de marché gaz considérée année par année	52
Figure 50 - Nombre de conversion fioul vers gaz cumulé depuis 2012 – Source : GRDF (sur la base des données de certification de conformité – CC2)	53
Figure 51 - Evolution des DJU en Haute Savoie entre 1996 et 2024	55
Figure 52 - Vision à la maille France de la place des équipements gaz dans les logements à 2035 - source Perspectives Gaz 2024.....	56
Figure 53 – Part de nouveaux clients gaz dans le secteur du tertiaire privé.....	57
Figure 54 - Part de nouveaux clients gaz dans le secteur du tertiaire public.....	58