RAPPORT

Version du 31/10/2025

ASSOCIATION AMORCE

Étude de l'optimisation du réseau public de distribution de gaz dans un contexte de transition énergétique



Historique des révisions				
VERSION	DATE	COMMENTAIRES	RÉDIGÉ PAR	VÉRIFIÉ PAR
3	31/10/2025	Mise à jour	CB, MG, FN	FN
2	08/10/2025	Mise à jour	CB, MG, FN	FN
1	09/09/2025	Création du document	CB, MG, FN	FN

Maître d'ouvrage : Association AMORCE

Mission : Étude de l'optimisation du réseau public de distribution de gaz dans un contexte de transition énergétique

En date du : 31/10/2025

Contacts : Christelle Bougard – Consultante manager – christelle.bougard@naldeo.com

Maxime Gaugain– Consultant – maxime.gaugain@naldeo.com

Franck Naudin – Directeur de projet – franck.naudin@naldeo.com

Adresse : Naldeo Stratégies Publiques
222 cours Lafayette,
69003 LYON
Tél. : 04 72 91 83 70

1 SYNTHESE 4

2 CONTEXTE DE L'ETUDE 7

2.1 Objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre 8
2.2 Objectifs de baisse de la consommation de gaz dans la Stratégie Française Énergie-Climat 9
2.3 Etat des lieux du gaz en réseau dans le mix énergétique français 11
2.4 Hausse du tarif d'acheminement du gaz 17
2.5 Effet de ciseau tarifaire 20
2.6 Etude prospective de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) 22
2.7 Directive européenne 2024/1788 du 13 juin 2024 24
2.8 Evolution des énergies de chauffage 25

3 SCENARIOS PRIS EN COMPTE 26

3.1 Perspectives gaz 2024 27
3.2 Stratégie Française Energie Climat 29
3.3 Scénario Baisse amplifiée 32

4 METHODOLOGIE 35

4.1 Présentation des territoires d'étude 36
4.2 Méthodologie des différentes étapes 39

5 RESULTATS 59

5.1 Sur le département de l'Allier 60
5.2 Sur le département de la Haute-Savoie 66
5.3 Sur le département du Rhône 72
5.4 Analyse de sensibilité 80

6 ENJEUX CLES POUR LA TRANSITION DES RESEAUX GAZ 84

7 ANNEXES 87

7.1 Annexe 1 : Sigles et abréviations 87
7.2 Annexe 2 : Transition(s) 2050, choisir maintenant, agir pour le climat 88
7.3 Annexe 3 : PPE des territoires 90
7.4 Annexe 4 : Détail de la répartition des énergies de chauffage dans le secteur résidentiel 91
7.5 Annexe 5 : Évolution de la base d'actifs régulés et des charges de capital normatives 94
7.6 Annexe 6 : Méthodologie simplifiée d'analyse du réseau de distribution à l'attention des collectivités 95

1 SYNTHESE

L'adoption de la directive européenne 2024/1788 dans le cadre du paquet *Fit for 55*, marque un tournant majeur dans la gestion du réseau public de distribution de gaz. En instaurant l'élaboration de plans de déclassement (*network decommissioning plans*), elle ouvre la voie à des politiques d'optimisation des réseaux, permettant aux gestionnaires de distribution de refuser de nouveaux raccordements ou de mettre fin à des raccordements existants lorsque la demande de gaz est appelée à diminuer de façon prévisible. Sa transposition prochaine en droit français ouvre une phase d'adaptation progressive de la gestion des réseaux gaziers, afin d'accompagner les dynamiques de transition énergétique.

Dans ce contexte, la présente étude propose une méthodologie d'optimisation des réseaux de distribution de gaz dans un contexte de transition énergétique, se basant sur des scénarios nationaux de transition énergétique à l'horizon 2050 (division par 2 à 4 des consommations par rapport à 2022). Elle souligne, d'une part, l'utilité collective forte de certaines infrastructures qui doivent être préservées, et d'autre part, des zones susceptibles de faire l'objet d'une optimisation, en évaluant les impacts économiques et tarifaires potentiels.

Afin de garantir la représentativité des analyses, trois territoires distincts ont été étudiés : l'Allier disposant d'un réseau rural dispersé avec une forte dynamique de biométhane et une faible densité énergétique ; la Haute-Savoie en raison de son territoire péri-urbain/montagnard et de son réseau dense ; le Rhône qui est un espace urbain dense (métropole de Lyon) avec une faible production de biométhane et une importante concentration industrielle.

La première étape de l'analyse consiste en l'identification et la sanctuarisation des segments du réseau de gaz qui présentent des "valeurs d'usage", c'est-à-dire qui rendent des services d'intérêt général soutenant leur préservation à long terme : l'injection de gaz renouvelable et sa distribution locale, l'appoint-secours aux réseaux de chaleur, l'approvisionnement de certaines industries spécifiques et la mobilité gaz.

Cette phase est cruciale car elle définit les infrastructures essentielles au réseau de distribution de demain, particulièrement dans le contexte de transition vers les gaz renouvelables. En outre, l'analyse met en lumière des disparités territoriales significatives : 18,4% du réseau de l'Allier présente ces valeurs d'usage (principalement associées au biométhane), comparativement à 9,4% en Haute-Savoie et seulement 3,2% dans le Rhône (centré sur l'industrie et les réseaux de chaleur).

Cette hétérogénéité met en évidence la nécessité d'adopter une approche territorialisée ainsi que l'importance du rôle de l'autorité organisatrice de la distribution de gaz et de la coordination avec la commune et les acteurs locaux (industriels, opérateurs de réseaux de chaleur, porteurs de projets biométhane), pour établir une vision partagée des enjeux énergétiques locaux. Sans cette phase préalable rigoureuse, tout plan de déclassement risquerait de compromettre des infrastructures essentielles à la souveraineté énergétique locale et à l'atteinte des objectifs nationaux de décarbonation.

La méthodologie ensuite développée pour identifier les éventuels déclassements contribuant à l'optimisation des réseaux de distribution repose sur une approche technico-économique en deux étapes.

Premièrement, une modélisation fine du réseau géolocalise les consommations et calcule les caractéristiques énergétiques de chaque point (densité, usagers, typologie) à fin 2022 et jusqu'en 2050 selon trois scénarios nationaux :

- la vision des opérateurs avec « Perspective Gaz 2024 »,
- la vision nationale avec la Stratégie Française Energie-Climat,
- et une vision pessimiste où la baisse des consommations est encore plus importante.

Trois critères cumulatifs ont été retenus pour identifier les tronçons de réseau susceptibles d'être concernés par un déclassement : l'absence de valeur d'usage identifiable, une taille minimale significative (devant être supérieure à 500 mètres) ainsi qu'une non-rentabilité économique lorsque les pertes d'exploitation excèdent les coûts d'abandon.

Le département de l'Allier, représentatif des territoires à faible densité énergétique, illustre bien les enjeux de rationalisation. Sa densité moyenne est de 0,87 MWh/ml, soit 25 % en dessous de la moyenne nationale. L'analyse montre que 18,4 % du réseau doit être sanctuarisé, en particulier pour préserver les points d'injection de biométhane. Selon les scénarios de baisse de consommation, entre 6,0 % et 11,5 % du réseau pourrait être sujet au déclassement, représentant potentiellement jusqu'à 2 231 usagers concernés, principalement résidentiels. Les bénéfices potentiels pourraient conduire à une limitation de la hausse tarifaire en 2050 comprise entre –6,6 % et –9,5 %. Certaines configurations concernent des dessertes complètes de communes (par exemple Saint-Sornin ou Buxières-les-Mines), ce qui souligne l'ampleur des enjeux d'aménagement et de dialogue territorial dans les zones rurales.

En revanche, le département de la Haute-Savoie, caractéristique des territoires périurbains denses, fait preuve d'une résilience renforcée grâce à sa forte densité énergétique moyenne (1,35 MWh/ml, soit 15% supérieure à la moyenne nationale). Bien que 9,4% du réseau présente des valeurs d'usage principalement consacrées à l'injection de gaz renouvelable, le potentiel de déclassement est restreint entre 1,1 % et 2,2 % du linéaire selon les scénarios, soit 47,9 km au maximum. Les segments identifiés concernent surtout de courts tronçons dispersés. Les impacts tarifaires restent marginaux, de l'ordre de –1,8 % à l'horizon 2050.

En milieu urbain dense, comme dans le Rhône, les possibilités d'optimisation semblent également restreintes. La densité énergétique y atteint 1,62 MWh/ml en 2022 (soit +38 % par rapport à la moyenne nationale). Selon les scénarios envisagés, entre 1,0 % et 1,6 % du réseau pourrait être éligible, ce qui représenterait jusqu'à 130,8 km de canalisations dans le cas du scénario « baisse amplifiée ». L'effet sur le tarif d'acheminement de ces potentiels déclassements resterait modeste, avec un maximum de -2,1%.

Ces résultats confirment que les réseaux urbains et périurbains disposent d'une robustesse structurelle face à la décroissance de la demande gazière, mais qu'ils posent également des défis techniques de mise en œuvre pour les déclassements.

L'étude montre que certains paramètres techniques et réglementaires influencent fortement l'ampleur des déclassements : selon la méthode de répartition des charges d'exploitation ou les modalités de prise en charge des coûts d'abandon, le linéaire éligible au déclassement peut être multiplié par cinq.

Ces constats appellent à :

- Une réflexion approfondie sur le cadre réglementaire et tarifaire, en particulier en ce qui concerne le financement solidaire des coûts liés à la transition ;
- Une gouvernance renforcée, plaçant l'autorité organisatrice de la distribution de gaz et la commune (à la fois aménageuse, productrice, distributrice et consommatrice) au cœur de la coordination avec les gestionnaires de réseaux. Cette articulation permet de dépasser les logiques sectorielles pour construire une stratégie territoriale intégrée, multi-réseaux (gaz, chaleur, électricité, énergies renouvelables locales) qui soit conforme aux objectifs de transition énergétique, dans le respect des missions de service public et au bénéfice direct des usagers ;
- La mise en place de mécanismes nationaux de solidarité pour éviter que les territoires les plus fragiles ne supportent seuls le coût de la décarbonation ;
- Enfin, un soutien social adapté pour les usagers concernés et une modernisation du cadre réglementaire pour garantir l'acceptabilité et l'efficacité de ces transformations.

Ces enjeux nécessitent des réponses coordonnées sur les plans institutionnel, financier et réglementaire.

Nous adressons nos remerciements aux membres du comité de pilotage de la mission ainsi qu'aux autres acteurs associés, dont les contributions ont enrichi les échanges, apporté un regard critique constructif et permis de consolider la méthodologie présentée.

Ont notamment participé aux travaux :

- *le Syndicat Départemental de l'Allier (SDE03)*
- *le Syndicat des Energies et du Numérique de la Haute-Savoie (SYANE)*
- *le Syndicat Départemental de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SIGERLy)*
- *l'Eurométropole de Strasbourg*
- *Grenoble Alpes Métropole*
- *et le réseau européen Energy Cities*

Leur implication a contribué à garantir la robustesse de l'analyse et à l'ancrer dans les réalités territoriales et opérationnelles.

2 CONTEXTE DE L'ETUDE

Résumé de la section

En France, l'énergie gaz occupe une place importante dans le système énergétique. Il est principalement utilisé par les ménages (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson), l'industrie (procédés thermiques ou chimiques), et dans une moindre mesure par le secteur tertiaire ainsi que pour la production d'électricité et de chaleur (centrale thermique, chaufferies de réseaux de chaleur). Entre 2002 et 2019, la consommation française de gaz est restée relativement stable autour de 500 TWh PCS. Depuis 2020, une baisse marquée s'observe, atteignant 386 TWh PCS en 2023 (cf. partie 0).

A horizon 2050, la Stratégie Française Energie Climat (SFEC) prévoit une quasi-fin du gaz fossile et un développement massif des gaz renouvelables et décarbonés (biométhane, hydrogène, gaz de synthèse), pour une production totale comprise entre 195 et 295 TWh PCS, dont environ 150 TWh de biométhane (cf. partie 2.2).

L'ensemble des scénarios de prospective énergétique nationale (élaborés par les opérateurs, les institutions publiques et les associations) converge vers une réduction de la consommation de gaz comprise entre -24% et -30% d'ici 2035 par rapport à 2023 (cf. partie 3.5). La tendance de fond est donc celle d'une baisse significative et durable des volumes consommés.

Cette évolution a des conséquences économiques directes. La diminution du nombre de clients desservis et des volumes acheminés conduit à une hausse du tarif de distribution du gaz (ATRD), qui représente environ 27 % de la facture totale des consommateurs. Ainsi, le tarif ATRD connaît une progression de +5,9 % en juillet 2024[1], suivie d'une augmentation prévue de +1,9 % par an jusqu'en 2028 (cf. partie 3.3).

Parallèlement, la mise en œuvre du paquet européen « Fit for 55 » introduit de nouveaux outils réglementaires. La directive 2024/1788 du 13 juin 2024 (articles 38 et 57) prévoit que certaines parties des réseaux de distribution de gaz pourront être identifiées dans des plans de déclassement (« network decommissioning plans ») élaborés par les gestionnaires de réseaux lorsque la demande de gaz est appelée à diminuer de façon progressive, permettant le refus de nouveaux raccordements ou de mettre fin à des raccordements existants de consommateurs de gaz. Sa transposition en droit français devra intervenir au plus tard le 5 août 2026 (cf. partie 2.5).

Dans ce contexte, le présent rapport propose une première méthodologie d'analyse pour identifier les optimisations possibles des réseaux de distribution de gaz. L'objectif est d'évaluer comment le déclassement ciblé de certaines parties du réseau pourrait contribuer à maintenir la soutenabilité économique du service public, en limitant la hausse du tarif d'acheminement dans un contexte de réduction progressive des consommations de gaz et du nombre d'usagers.

[1] *Augmentation au total de +27,5%, dont +20% pour recouvrer des recettes non perçues sur la période ATRD6, +5,9% en lien avec les baisses du nombre d'usagers et de consommation et +1,6% en raison de la hausse des charges à couvrir sur la période ATRD7.*

2.1 Objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre

En décembre 2019, la Commission européenne a présenté le « Pacte vert pour l'Europe » qui fixe l'ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 à l'échelle de l'Union européenne.

Pour décliner cet objectif, un paquet législatif majeur, « Fit for 55 », a été adopté en 2022. Il vise une **réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE d'ici 2030 par rapport à 1990**.

Ce paquet comporte douze textes législatifs qui réorientent les politiques de l'Union en matière de climat, d'énergie, d'utilisation des terres, de transport et de fiscalité. Parmi les dispositions les plus structurantes :

- Le **règlement sur la répartition de l'effort** assignant à chaque État membre des objectifs contraignants de réduction des émissions dans les secteurs non couverts par le système européen d'échange de quotas (SEQE)[2],
- La **directive sur les énergies renouvelables (RED)**, qui fixe à 42,5 % minimum la part d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'UE d'ici 2030,
- La **directive sur l'efficacité énergétique (EED)**, qui prévoit une réduction de 11,7 % de la consommation finale d'énergie d'ici 2030 par rapport à 2020[3] et introduit le principe de primauté de l'efficacité énergétique dans les systèmes électriques et gaziers[4],

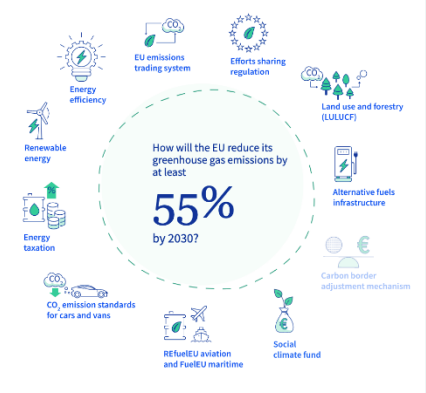


Figure 1 : Illustration du plan "Fit for 55", Conseil de l'union européenne

- Le **paquet législatif sur les marchés de l'hydrogène et du gaz décarboné** qui actualise le règlement et la directive « gaz » de 2009 afin de préparer l'intégration progressive des gaz renouvelables et décarbonés.

Dans le prolongement de ce cadre, le Parlement européen et le Conseil de l'UE ont adopté la directive 2024/1788 du 13 juin 2024, fixant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène.

Cette directive introduit une évolution notable en imposant aux États membres de prévoir la possibilité, pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), de refuser un accès ou un raccordement au réseau de gaz, ou d'interrompre la fourniture, lorsque ces décisions s'inscrivent dans **un plan de déclassement approuvé par l'autorité nationale**[5].

Conformément à l'article 57 de la directive, les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz sont tenus d'élaborer des plans de déclassement (*network decommissioning plans*) lorsque la baisse prévisible de la demande justifie une adaptation du maillage existant. Ces plans, soumis à l'approbation des autorités organisatrices de la distribution de gaz, constituent le cadre de référence pour fonder un refus de nouveaux

[2] *L'objectif français est de réduire de 47,5% ses émissions de GES d'ici 2030 par rapport à 2005.*

[3] *Pour ce faire, les Etats membres devront accroitre leurs économies d'énergie, passant de 0,8% par an à 1,9% à partir de 2028, avec des étapes intermédiaires. Chaque année, le secteur public devra réduire sa consommation d'énergie de 1,9% et rénover 3% de ses bâtiments.*

[4] *À partir du 11 octobre 2025, la CRE devra veiller au respect du principe de primauté de l'efficacité énergétique dans les systèmes électriques et gaziers et de privilégier ce principe dans ses décisions relatives aux infrastructures, notamment en éliminant les incitations contre-productives et indues des tarifs de réseaux et en surveillant les méthodes des gestionnaires de réseaux pour garantir la priorisation de l'efficacité énergétique.*

[5] *« les gestionnaires de réseau de distribution […] à refuser l'accès ou le raccordement d'utilisateurs du réseau de gaz naturel, ou à interrompre la fourniture à leur égard […] »*

raccordements ou pour mettre fin à des raccordements existants. Ils redéfinissent ainsi le rôle et l'évolution des réseaux gaziers dans la transition énergétique. Ces dispositions sont détaillées dans la partie 3.5 du présent rapport.

2.2 Objectifs de baisse de la consommation de gaz dans la Stratégie Française Énergie-Climat

La **Stratégie Française pour l'Energie et le Climat** (SFEC) constitue la feuille de route nationale pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et renforcer l'adaptation au changement climatique. Elle s'appuie sur trois documents de planification complémentaires :

- La **Stratégie Nationale Bas Carbone** (SNBC)[6] : instaurée par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, elle définit la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 et fixe des objectifs intermédiaires à travers les budgets carbone.
- La **Programmation Pluriannuelle de l'Energie** (PPE)[7] : également issue de la loi du 17 août 2015, elle fixe les priorités d'action de l'Etat en matière d'énergie pour la France hexagonale[8]. Elle précise les trajectoires de réduction de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile, et les objectifs de développement des énergies renouvelables et de récupération.
- Le **Plan National d'Adaptation au Changement Climatique** (PNACC)[9] : il définit les actions à mettre en œuvre pour adapter le territoire aux impacts déjà visibles et attendus du changement climatique.

Dans le chapitre 2 « Le Projet de la France », la SNBC définit comme axe stratégique la décarbonation des secteurs énergétiques, et l'abandon quasi-total des énergies fossiles, dont le gaz fossile. Selon les travaux de RTE, la SNBC prévoit à l'horizon 2050 une production de biométhane de 150 TWh PCS.[10]

De manière plus précise, la PPE 2 actuellement en vigueur fixe pour 2028 un objectif de 345 TWh PCI de consommation de gaz, soit une baisse de -24,8% par rapport à 2017 :

	2017	2023	2028
Consommation primaire de gaz naturel (TWh PCI)	459	401	345
Consommation primaire de gaz naturel (TWh PCS)	534	467	420
Evolution de la consommation primaire par rapport à 2012	+3%	-10%	-22%

[6] *La version actuelle est la SNBC2, adoptée par décret le 21 avril 2020. La deuxième révision (SNBC 3) était attendue pour 2023, mais a été reportée à 2025 après une concertation publique qui s'est achevée en décembre 2024.*

[7] *La version actuelle est la PPE2 (2019-2028) adoptée en 2020. La consultation finale du public sur la PP3 (2024-2033) a été lancée le 7 mars 2025.*

[8] *Les PPE concernent la France hexagonale ainsi que les zones dites non interconnectées (Corse, Réunion, Guyane, Martinique, Guadeloupe, Wallis et Futuna, Saint-Pierre et Miquelon). Sont présentés dans ce rapport les éléments de la PPE de la France hexagonale.*

[9] *La version actuelle est le PNACC3, publié le 10 mars 2025 par le gouvernement*

[10] *RTE, « Futurs énergétiques », page 75, février 2022*

Figure 2 : Objectifs de réduction de la consommation primaire de gaz naturel (PPE 2)

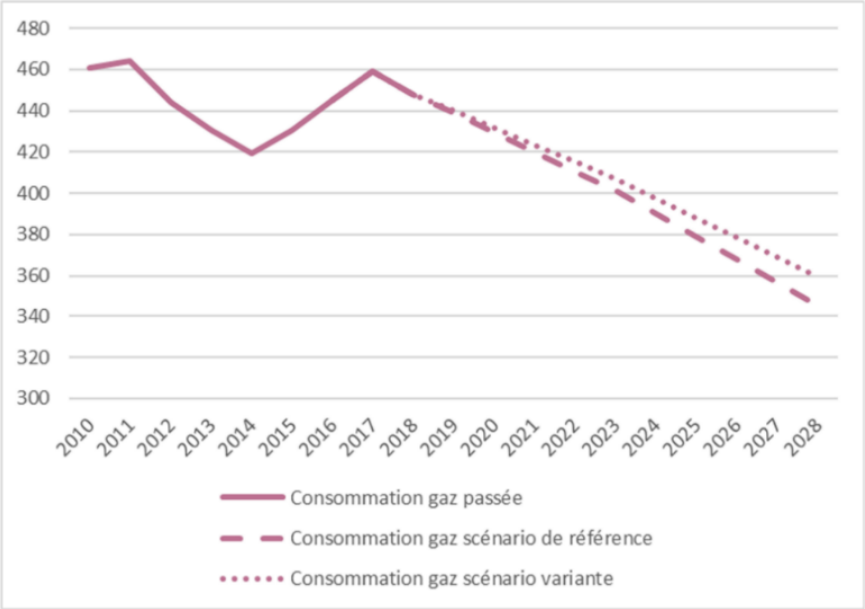


Figure 3 : Evolution passée et prospective de la consommation primaire de gaz suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh_{PCI}) – Source : PPE 2[11]

Les résultats récents montrent que ces objectifs ont déjà été dépassés : en 2023, la consommation de gaz avait reculé de –16 % par rapport à 2012, contre un objectif initial de –10 % fixé par la PPE.

La PPE 2 définit également des objectifs de développement du gaz renouvelable visant une part de 7 à 10 % de la consommation totale de gaz en 2030[12]. Néanmoins, aucun rehaussement significatif de ces objectifs n'a été proposé à ce stade, en raison du coût encore élevé du biométhane par rapport au gaz naturel. À titre de repère, le prix moyen d'achat du biométhane injecté s'élevait en 2018 à 102 €/MWh PCS, contre 23 €/MWh PCS pour le gaz naturel.

Le tableau ci-après détaille les objectifs fixés par la PPE 2 selon deux scénarios : le scénario A table sur une baisse progressive des coûts de production du biométhane injecté, à 75 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028 ; le scénario B repose sur des coûts encore plus compétitifs, permettant un développement accru de la filière.

	2016	2023	2028 - Scénario A	2028 – Scénario B
Consommation de biométhane (TWh PCS)	5,4 TWh	14	24	32
Dont injection de biométhane (TWh PCS)	0,4	6	14	22

Figure 4 : Objectifs d'augmentation de la consommation de biométhane – Source : PPE 2

[11] *Les deux courbes correspondent à des situations macro-économiques différentes.*

[12] *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, article 1 qui stipule qu'en 2030, les énergies renouvelables devront représenter au moins 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10% de la consommation de gaz.*

Les objectifs d'injection de biométhane dans les réseaux ont déjà été dépassés en 2023, avec 9,1 TWh PCS injectés contre une prévision initiale de 6 TWh PCS.

En revanche, les coûts complets actualisés de production n'ont que peu évolué, passant d'une fourchette de 90–117 €/MWh PCS en 2015 à 85–110 €/MWh PCS en 2020[13].

Enfin, plusieurs exercices prospectifs confirment cette trajectoire de réduction des consommations. Les scénarios « Transition(s) 2050 » de l'ADEME et « PPE des territoires » d'Amorce (cf. annexes 7.1 et 0) dessinent tous deux une diminution structurelle et durable des volumes de gaz consommés à l'horizon 2050, même en intégrant un développement volontariste des gaz renouvelables.

2.3 Etat des lieux du gaz en réseau dans le mix énergétique français

2.3.1 Consommation de gaz en réseau

Le graphique ci-dessous, issu des Chiffres clés de l'énergie – édition 2024, retrace l'évolution de la consommation de gaz par secteur, corrigée des variations climatiques, entre 1990 et 2023.

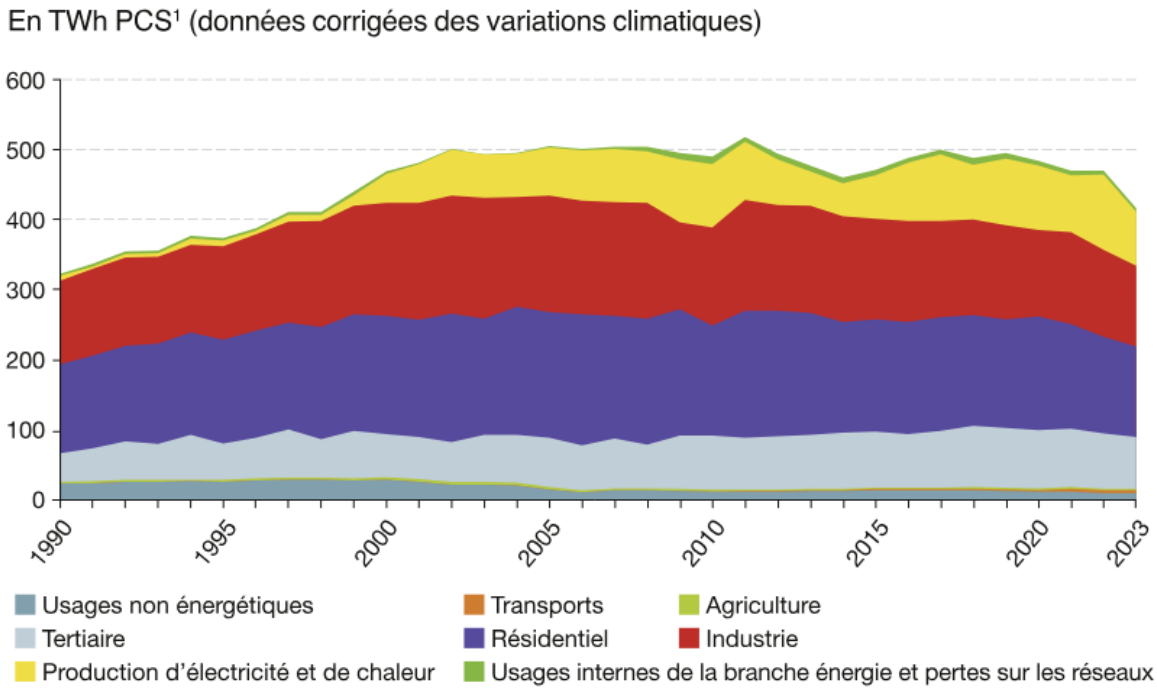


Figure 5 : Consommation de gaz naturel (hors pertes) par secteur, France entière (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

La consommation nationale de gaz connaît une tendance structurellement baissière depuis 2017, avec une chute particulièrement marquée en 2023. En valeur brute, la consommation s'élève à 386 TWh PCS en 2023, soit 417 TWh PCS une fois corrigée des aléas climatiques.

[13] *« Le soutien au développement du biogaz », Cour des Comptes, 2025*

Cette trajectoire globale masque toutefois des dynamiques sectorielles différenciées :

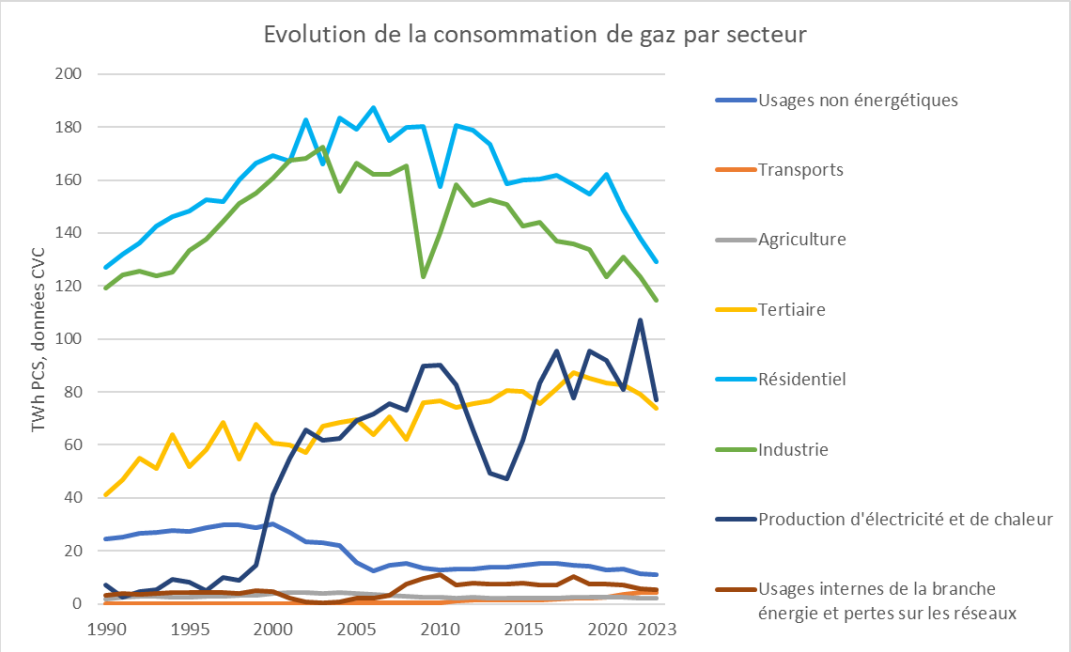


Figure 6 : Consommation de gaz naturel (hors pertes) par secteur, France entière (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

2.3.1.1 Résidentiel

Le secteur résidentiel est le principal consommateur de gaz, avec 31% de la consommation de gaz corrigée du climat en 2023. La tendance est à la baisse depuis 2011, avec une accélération entre 2020 et 2023 (–20%). Plusieurs facteurs y contribuent : la hausse des prix du gaz, les politiques de sobriété énergétique, une prise de conscience environnementale accrue et le développement progressif d'équipements utilisant des énergies renouvelables.

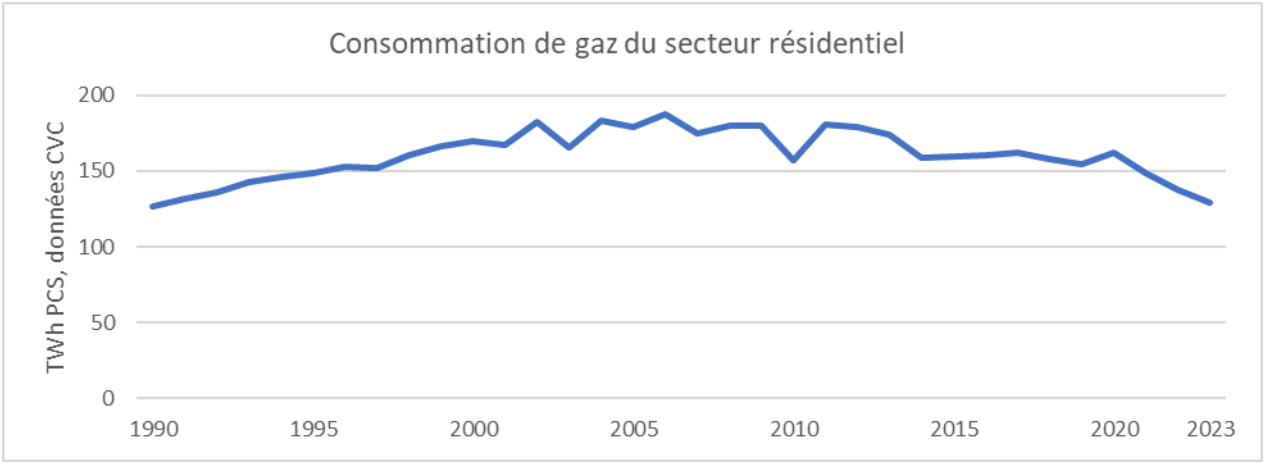


Figure 7 : Consommation de gaz du secteur résidentiel, France entière (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

2.3.1.2 Industrie

Le second secteur le plus consommateur de gaz est le secteur industriel, avec 27% de la consommation en 2023. La tendance est également baissière depuis 2011. Après un rebond conjoncturel en 2021 (lié à la reprise post-COVID), la consommation a reculé de –6 % en 2022 puis de –7 % en 2023, principalement sous l'effet de la flambée des prix du gaz.

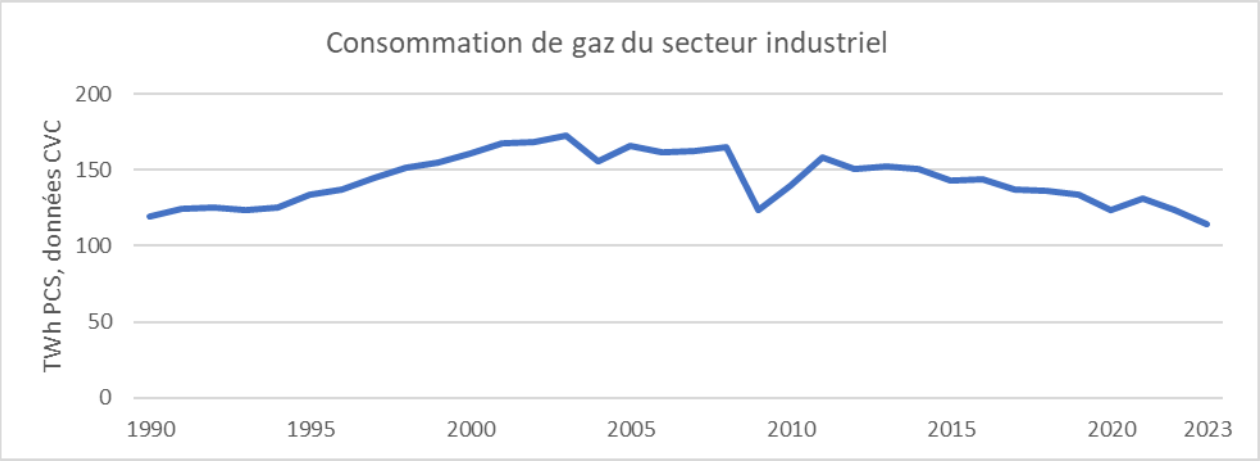


Figure 8 : Consommation de gaz du secteur industriel, France entière (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

2.3.1.3 Production d'électricité et de chaleur

Ce poste représente 18,5 % de la consommation en 2023. Contrairement aux autres usages, il présente de fortes variations annuelles, dépendant notamment : de la disponibilité du parc nucléaire (périodes de maintenance), des conditions hydrologiques affectant la production hydroélectrique (ex. épisodes de sécheresse).

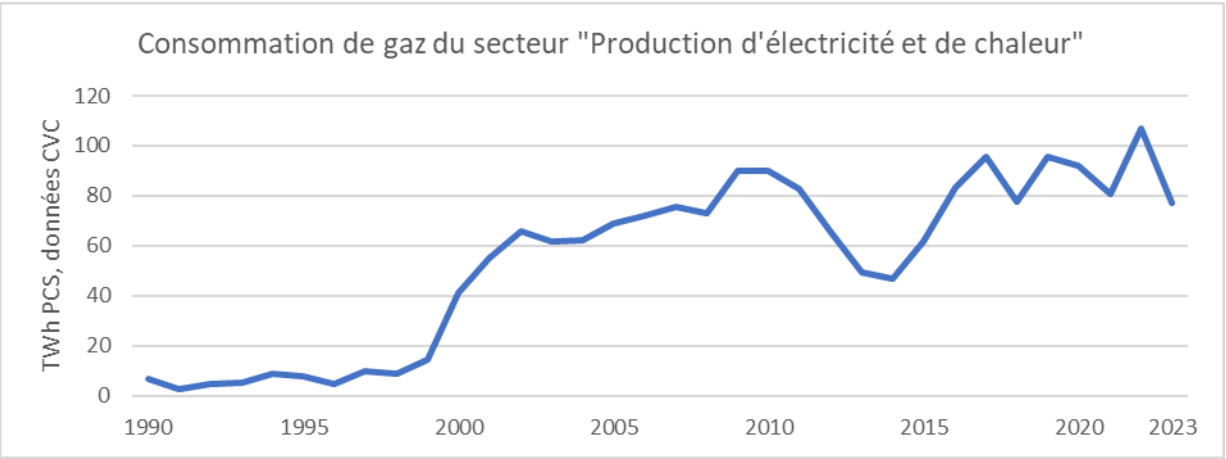


Figure 9 : Evolution de la consommation de gaz corrigée du climat du secteur « Production d'électricité et de chaleur », Chiffres clés des énergies, édition 2024

2.3.1.4 Tertiaire

Le secteur tertiaire pèse 17,7 % de la consommation en 2023. Après une progression régulière jusqu'en 2018, la tendance s'est inversée avec une baisse de –5 % en 2022 puis de –6 % en 2023, conséquence directe de la hausse des prix et des mesures de sobriété.

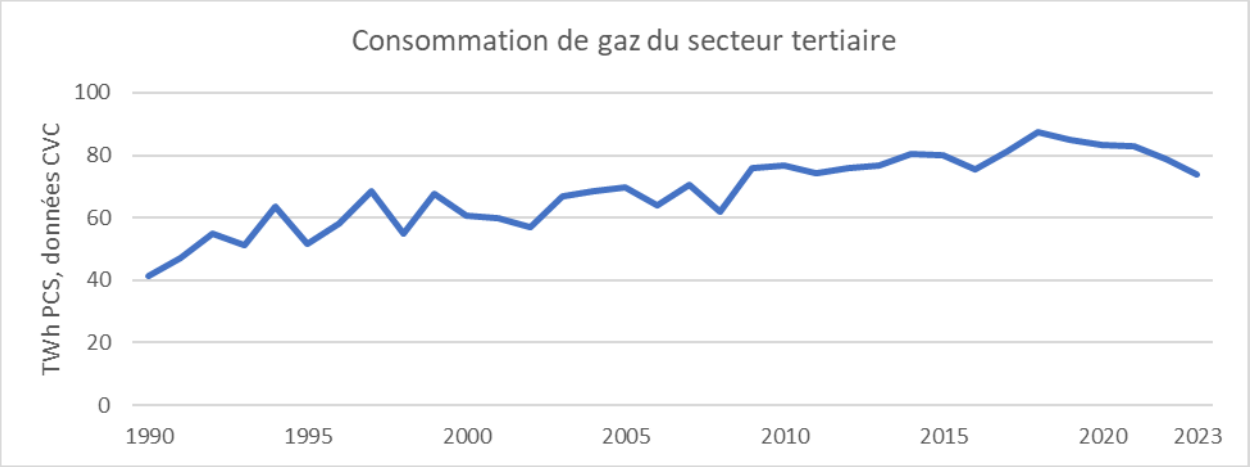


Figure 10 : Evolution de la consommation de gaz corrigée du climat du secteur tertiaire, Chiffres clés des énergies, édition 2024

2.3.1.5 Autres usages

À côté des grands postes précités, plusieurs usages demeurent plus marginaux mais non négligeables :

- Matière première dans l'industrie chimique et pétrochimique (3 % en 2023),
- Carburant pour les transports, en développement depuis 2010 (1 % en 2023),
- Utilisation agricole (chauffage de serres, séchage) représentant 0,5 % en 2023.

2.3.2 Approvisionnement en gaz

2.3.2.1 Importations de gaz naturel

En l'absence de production nationale significative, la demande en gaz est satisfaite par un approvisionnement international. Le graphique suivant met en évidence les importations et exportations au cours des dernières années.

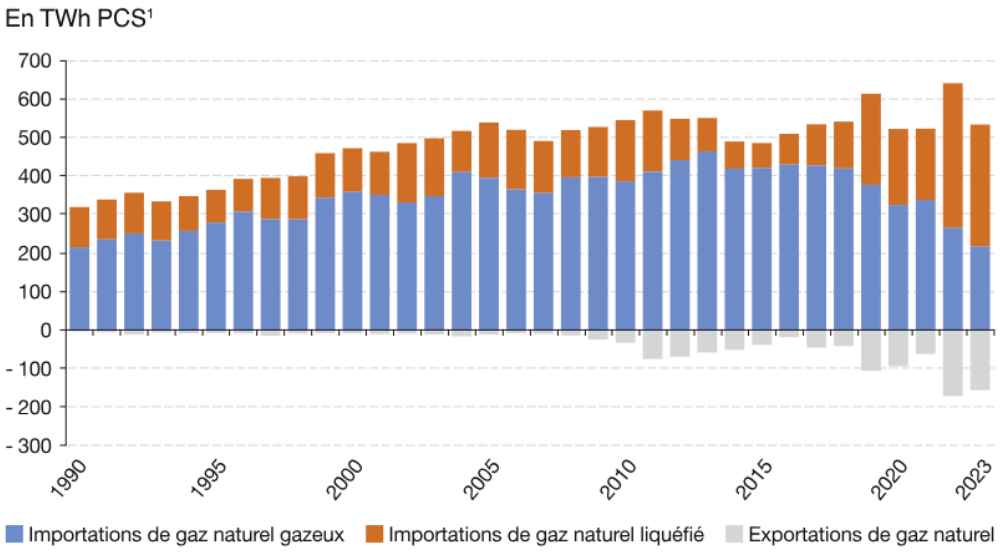


Figure 11 : Importations et exportations de gaz naturel, France (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

2.3.2.2 Production nationale

2.3.2.2.1 Production totale

La production nationale de gaz, en baisse depuis les années 80, repart à la hausse depuis 2015 grâce à la production de biométhane :

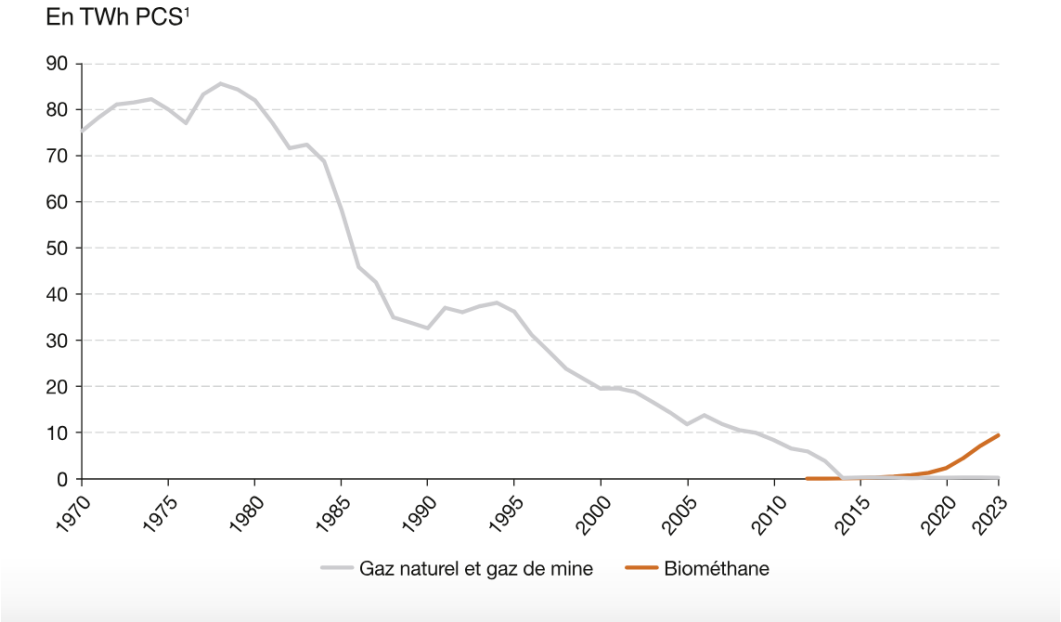


Figure 12 : Evolution de la production nationale commercialisée de gaz naturel et de biométhane en France (Source : SDES, Bilan énergétique de la France)

2.3.2.2.2 Production de biométhane et injection dans les réseaux de gaz

La méthanisation correspond à la décomposition biologique de la matière organique par l'action de micro-organismes, en l'absence d'oxygène. Ce procédé naturel, lorsqu'il est maîtrisé dans des unités dédiées, conduit à la production : d'un biogaz, composé en moyenne de 50 à 65 % de méthane, et d'un digestat, valorisable en agriculture comme amendement.

Le biogaz peut répondre à différents usages :

- Fourniture de chaleur par combustion en chaudière,
- Production combinée de chaleur et d'électricité par cogénération,
- Usage carburant dans le secteur des transports,
- Injection dans le réseau de gaz naturel.

Ces deux derniers usages nécessitent une étape de purification (ou épuration), permettant d'atteindre les standards physico-chimiques du gaz naturel. Le gaz ainsi épuré est alors désigné sous le terme de « biométhane ».

Un déploiement en forte croissance : à la fin 2023, la France comptait 1 920 installations de production de biogaz, dont 34 % raccordées à un réseau de gaz pour injection. Cela représente **652 unités de méthanisation** injectant du biométhane.

La production injectée a atteint **9,1 TWh PCS en 2023**, soit **2,4 % de la consommation nationale de gaz** cette année-là, pour une capacité installée annuelle de 11,8TWh[14].

La grande majorité des unités injectent directement sur le réseau de distribution de gaz, confirmant le rôle structurant des infrastructures de proximité pour l'essor de la filière.

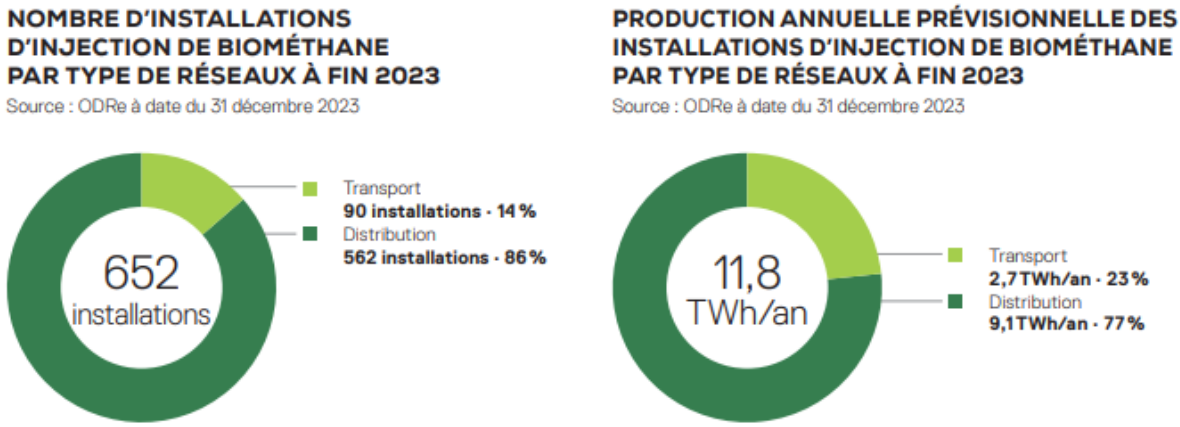


Figure 13 : Répartition du nombre d'installations et de la production annuelle prévisionnelle d'injection de biométhane par type de réseau à fin 2023 (Panorama des gaz renouvelables en 2023, SER, Gaz et Territoires, GRDF, GRTGaz, Teréga)

Une dynamique exponentielle : les données illustrées par le graphique suivant montrent une croissance exponentielle du nombre d'unités de méthanisation avec injection :

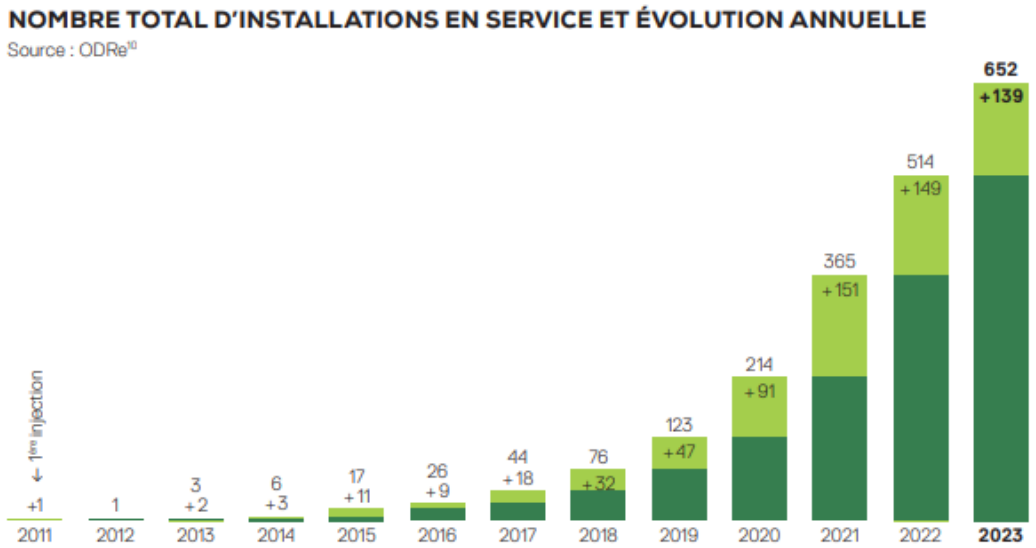


Figure 14 : Nombre total d'installation avec injection de biométhane en service, dont évolution par rapport à l'année précédente (Panorama des gaz renouvelables en 2023, SER, Gaz et Territoires, GRDF, GRTGaz, Teréga)

Au-delà du nombre d'installations, le graphique suivant met en évidence l'évolution continue des volumes de biométhane injectés dans les réseaux, ainsi que la progression de la part de consommation nationale de gaz couverte par cette production renouvelable.

[14] *Source : « Panorama des gaz renouvelables en 2023 », SER, Gaz et Territoires, GRDF, GRTgaz, Teréga, 2024*

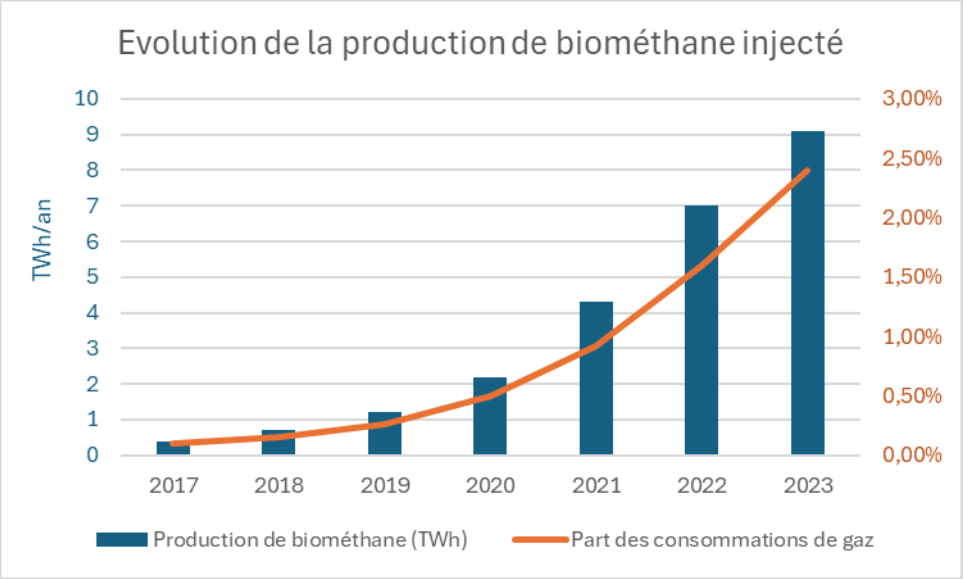


Figure 15 : Injection de biométhane dans les réseaux et part de la consommation de gaz (Naldeo à partir des données des panoramas du gaz renouvelable de 2017 à 2023)

2.4 Hausse du tarif d'acheminement du gaz

Conformément à l'article L342-8 du Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz assurent, dans le cadre des cahiers des charges de concession, les missions suivantes :

- Exploitation et maintenance des réseaux ;
- Définition et mise en œuvre des politiques d'investissement et de développement des réseaux ;
- Conception et construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux ;
- Activités de comptage pour les utilisateurs raccordés (fourniture, pose, contrôle métrologique, entretien et renouvellement des compteurs).

En contrepartie, les gestionnaires de réseaux perçoivent une rémunération, versée par les fournisseurs et répercutée sur la facture de gaz des usagers.

Au premier trimestre 2025, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) estimait la part « réseau » de la facture gaz moyenne d'un usager résidentiel à 27%, incluant à la fois le stockage (~3%), le transport (~4%) et la distribution (~20%) :

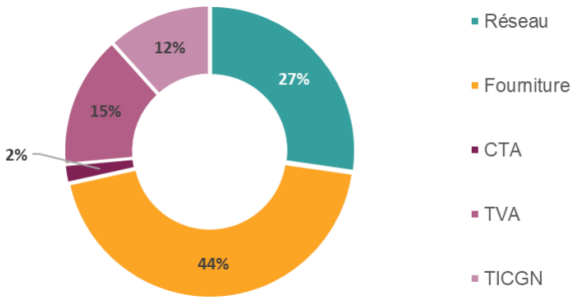


Figure 16 : Répartition de la facture moyenne d'un usager résidentiel, source : Observatoire des marchés de détail 1er semestre 2025, Commission de Régulation de l'Énergie

Le tarif d'acheminement est appelé ATRD (Accès des Tiers au Réseau de Distribution). Sur la quasi-totalité du territoire français[15], ce tarif est péréqué : il est **identique pour l'ensemble des usagers d'une zone de desserte donnée**, quel que soit le niveau de consommation de gaz, les charges nécessaires à la gestion du service, les investissements passés, la valeur des ouvrages, les investissements à venir et la durée résiduelle des contrats de concession en vigueur.

Ce principe de péréquation tarifaire constitue un pilier du service public. Il garantit l'égalité de traitement entre usagers et permet aux concessions les plus denses (et donc les plus performantes économiquement) de contribuer indirectement au financement des concessions moins denses, souvent rurales. Ce mécanisme favorise la solidarité territoriale et rend possibles des programmes d'investissements ambitieux sur l'ensemble du territoire.

En vertu des articles L. 452-1-1 et L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE fixe la méthodologie d'établissement des tarifs en veillant à *« couvrir l'ensemble des coûts supportés […] dans la mesure où [ils] correspondent à ceux d'un **gestionnaire de réseau efficace** ».*

Sur environ 95 % du territoire national, l'opérateur GRDF exploite le réseau de distribution. L'analyse qui suit porte donc exclusivement sur l'ATRD appliqué à GRDF[16].

Le tarif ATRD de GRDF est calculé pour couvrir son revenu autorisé, composé de :

- Charges nettes d'exploitation : 1 714 M€/an en moyenne sur l'ATRD7, couvrant l'achat d'énergie pour pertes, les charges de personnel, l'entretien, les frais de transport, les impôts, etc.,
- Charges de capital normatives : 1 941 M€/an en moyenne sur l'ATRD7, correspondant au remboursement économique des actifs financés par GRDF (Base d'Actifs Régulés – BAR) et à la rémunération associée,
- Solde du Compte de régularisation des charges et produits (CRCP) : 243 M€/an en moyenne sur l'ATRD7, permettant d'apurer les écarts constatés lors des périodes précédentes (baisse imprévue de consommation, évolution du nombre de clients, ou au contraire trop-perçu).

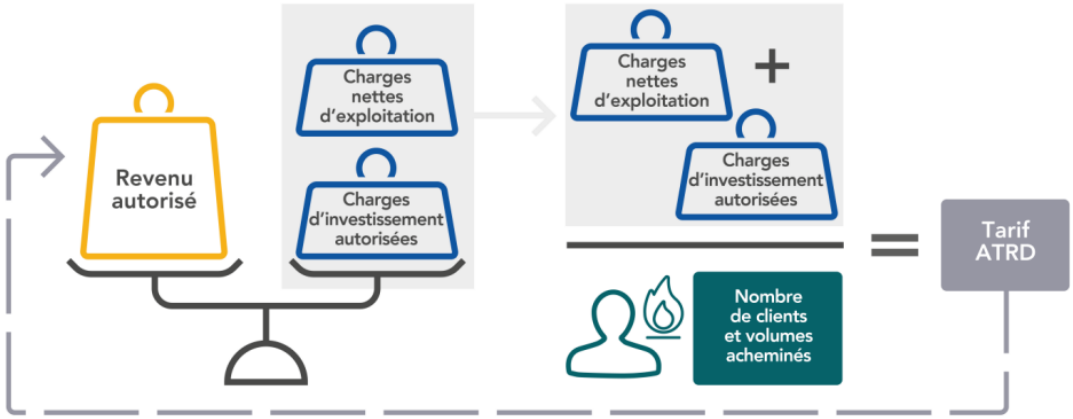


Figure 17 : Illustration de la construction du revenu autorisé, Source : GRDF

[15] *à l'exception des communes pour lesquelles la date de desserte en gaz (ou de démarrage des travaux correspondants) est postérieure au 14 juillet 2005, qui doivent choisir un opérateur à l'issue d'une procédure de mise en concurrence conformément à l'article 25-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie*

[16] *La CRE détermine à date 10 tarifs péréqués : 1 tarif spécifique à GRDF, représentant 96% des consommations de gaz distribuées en France ; 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés : Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies ; et 1 tarif commun pour les 12 autres entreprises locales de distribution*

Le tarif ATRD (Accès des Tiers au Réseau de Distribution) est acquitté par les 11 millions d'usagers raccordés, afin de permettre à GRDF de percevoir le revenu autorisé défini par la CRE.

Pour ce faire, les usagers sont répartis en cinq options tarifaires (T1, T2, T3, T4 et TP), qui reflètent la diversité des profils de consommation.

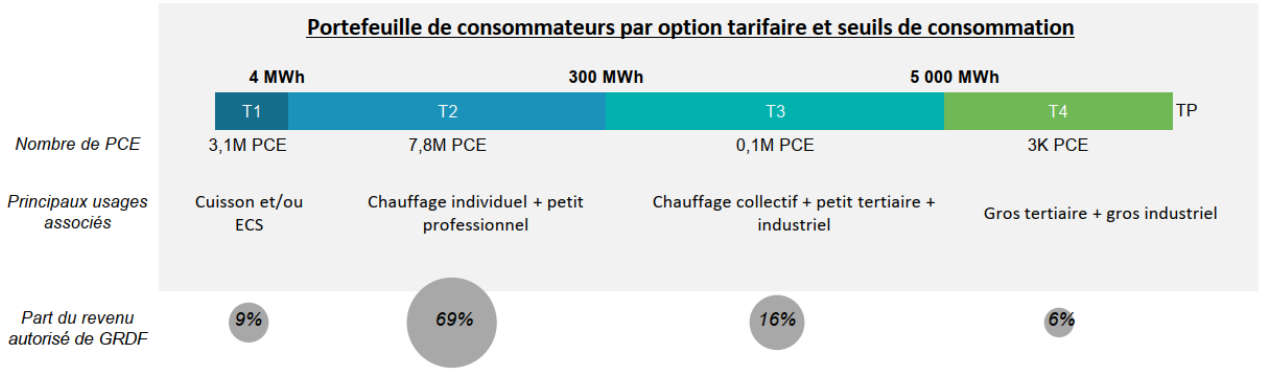


Figure 18 : Répartition des 11 millions d'usagers par option tarifaire, Source : Commission de Régulation de l'Énergie

Le tarif comporte : une part fixe d'abonnement, payée annuellement par tous les usagers, indépendamment de leur consommation réelle, une part variable, proportionnelle aux volumes de gaz effectivement consommés et, pour les clients T4, un terme supplémentaire lié à la capacité souscrite.

La grille tarifaire en vigueur au 1er juillet 2024, lors de la mise en place de l'ATRD7, illustre cette répartition :

Option tarifaire	*Abonnement annuel hors R_f (en €)*	Abonnement annuel (en €)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
				Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	*42,72*	51,96	42,37		
T2	*166,68*	175,92	11,39		
T3	*1 127,88*	1 231,08	8,19		
T4	*20 366,40*	20 469,60	1,11	271,56	135,72

Figure 19 : Grille tarifaire au 1er juillet 2024[17], Source : Commission de Régulation de l'Énergie

Avec cette nouvelle structure : la part fixe (abonnement) devrait assurer près de 55 % du revenu autorisé de GRDF, la part variable (consommation) en couvrira environ 45 % :

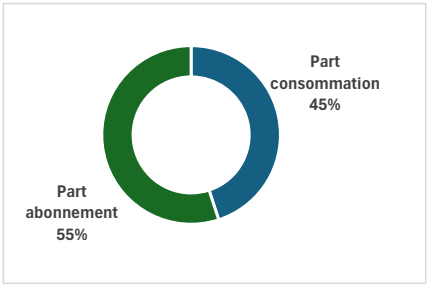


Figure 20 : Couverture du revenu autorisé par la grille tarifaire en vigueur (%)

[17] *Le terme Rf correspond au montant perçu par GRDF via l'ATRD qui est reversé aux fournisseurs en contrepartie de la gestion de clientèle effectuée (réclamations, planification des interventions...) par ces derniers pour le compte des GRD.*

Dans sa délibération tarifaire n° 2024-40, la CRE a retenu les hypothèses suivantes pour la période 2024-2027 : une baisse moyenne de la consommation de –2,02 % par an, une réduction du nombre de consommateurs de –1,54 % par an.

La CRE précise que *« ce scénario se situe entre le scénario S3 de l'ADEME (baisse de consommation de - 2,69 % par an) et le scénario des gestionnaires de réseaux (baisse de consommation de - 1,67 % par an) utilisés dans l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières de la CRE. ».*

La CRE en conclut que la diminution simultanée du nombre d'usagers et des volumes consommés devra mécaniquement être compensée par des hausses successives du tarif ATRD sur la période.

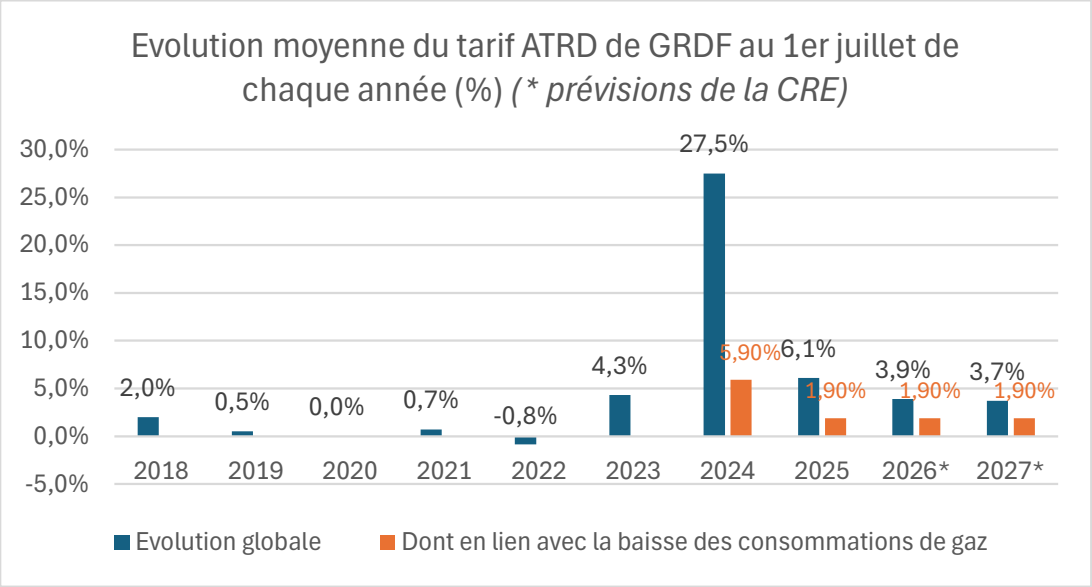


Figure 21 : Evolution de l'ATRD GRDF depuis 2018 et prévisionnel (%)

Les hypothèses de réduction des consommations de gaz présentées dans la SFEC (cf. partie 2.2) et dans les autres exercices de prospective nationale (cf. partie 2.5) confirment la crédibilité de ce scénario : à l'horizon 2035, la France connaîtra une diminution significative du nombre d'usagers du gaz et une réduction durable des consommations.

Dans le cadre de la méthode actuelle de construction tarifaire – qui repose sur la couverture intégrale du revenu autorisé des GRD par le panel d'usagers –, cette contraction du périmètre gazier entraînera de façon mécanique une hausse du tarif de distribution, avec un effet redistributif croissant pour les clients restants.

2.5 Effet de ciseau tarifaire

Le modèle économique de la distribution publique de gaz naturel repose sur une équation simple : les recettes d'acheminement (part fixe liée à l'abonnement + part variable proportionnelle aux consommations) doivent couvrir les charges d'exploitation nette fixées pour chaque période tarifaire ainsi que les charges de capital normatives liées à la BAR (amortissement et rémunération de la base d'actifs régulés).

Or, ce modèle est aujourd'hui fragilisé par deux évolutions structurelles :

- La diminution progressive du nombre d'usagers et des volumes consommés :

  - Les trajectoires nationales (scénarios ADEME, SFEC, PPE, Perspectives Gaz 2024) projettent une baisse durable de la consommation de gaz à l'horizon 2050, accompagnée d'une réduction probable associée du nombre de clients raccordés ;
  - Cette érosion simultanée de la part variable et de la part fixe du tarif d'acheminement réduit mécaniquement la base de financement ;

- Le maintien du dimensionnement des infrastructures et des charges associées :
  - Les réseaux continueront à être exploités, surveillés et entretenus, dans un contexte de décroissance des consommations de gaz ;
  - Certaines charges (sécurité, maintenance, interventions clients, etc.) restent difficilement incompressibles et ne baisseront probablement pas au même rythme que la consommation de gaz ;
  - De nouveaux investissements seront nécessaires pour adapter le réseau à l'injection de gaz renouvelables, mettre en œuvre des dispositifs de rebours et pour renforcer la sécurité du réseau.

Ces mouvements créent mécaniquement un effet de ciseau tarifaire : la base de financement (recettes) diminue, tandis que les coûts unitaires tendent à se maintenir voire à croître. Le résultat est une augmentation du coût unitaire d'acheminement, susceptible de peser sur les usagers consommateurs de gaz restants.

Cela est confirmé les résultats de la concertation menée par la CRE en juin 2023 dans le cadre de l'ATRD7 et par l'étude « Avenir des infrastructures gazières » (avril 2023), qui souligne à l'horizon 2050 : une diminution structurelle de la base de consommation et du nombre d'usagers consommateurs de gaz, un maintien, voire une augmentation des charges supportées par les opérateurs gaziers, liées à la transition énergétique et aux besoins d'investissement sur les infrastructures existantes ; ainsi qu'un risque croissant d'actifs échoués, c'est-à-dire d'infrastructures financées mais sous-utilisées, voire inutilisées.

La CRE a déjà amorcé des ajustements pour limiter ce risque, par exemple en réduisant la durée d'amortissement de certains actifs exposés. Elle identifie plusieurs leviers complémentaires pour contribuer à encadrer l'effet ciseau : adapter la répartition dans le temps des charges de capital (fin de l'indexation de la BAR, modulation du rythme et de la durée des amortissements, …) ; optimiser la gestion des investissements (renforcer la régulation incitative pour contenir les coûts unitaires, limiter les renouvellements d'ouvrages non justifiés, …) ; repenser la solidarité tarifaire afin d'éviter que le poids du ciseau tarifaire ne repose uniquement sur les usagers restants du gaz, alors que l'optimisation du réseau et le déclassement progressif participe à la décarbonation et à la cohérence multi-réseaux des politiques énergie-climat.

L'étude conduite sur trois départements aux profils contrastés (rural, périurbain, urbain) confirme concrètement ce risque. Elle simule l'évolution du tarif d'acheminement nécessaire pour maintenir en 2050 le même équilibre tarifaire selon les conditions du tarif d'acheminement en vigueur en 2022, compte tenu de la baisse attendue de la consommation et du nombre de clients sur la période selon les scénarios considérés : Allier (territoire rural, faible densité énergétique) : hausses supérieures à +39 % ; Haute-Savoie (territoire périurbain, densité intermédiaire) : hausses supérieures +30 % ; Rhône (territoire urbain dense, réseau performant) : hausses supérieures à +29 %.

Ces résultats illustrent le fait que les territoires disposant d'une plus faible densité de consommation de gaz sont les plus exposés l'effet ciseau tarifaire, du fait d'une moindre mutualisation des coûts fixes et d'une plus grande fragilité de leur équilibre tarifaire.

2.6 Etude prospective de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)

Dans le cadre des travaux préparatoires à la PPE 3 et sur sollicitation initiale de la DGEC, la CRE a publié une étude intitulée « *Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone* » (publication en avril 2023).

L'objectif était d'analyser l'impact, aux horizons 2030 et 2035, de différents scénarios de production et de consommation de gaz sur les infrastructures gazières : réseaux de transport et de distribution, stockages souterrains, terminaux méthaniers.

La CRE s'est appuyée sur des scénarios prospectifs contrastés[18], permettant de couvrir un éventail de trajectoires possibles :

- Le scénario « génération frugale » S1 de l'ADEME[19],
- Le scénario « technologies vertes » S3 de l'ADEME,
- Un scénario inspiré du scénario haut des « Perspectives Gaz 2022 » élaborées par les gestionnaires de transport et de distribution (prévisions pluriannuelles de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables en France)

Ces trajectoires, présentées dans le graphique ci-après, montrent qu'à l'horizon 2050, malgré des dynamiques différenciées, la production annuelle de gaz renouvelable (pointillés) est calibrée pour couvrir la consommation nationale (trait plein), permettant ainsi la sortie progressive du gaz fossile.

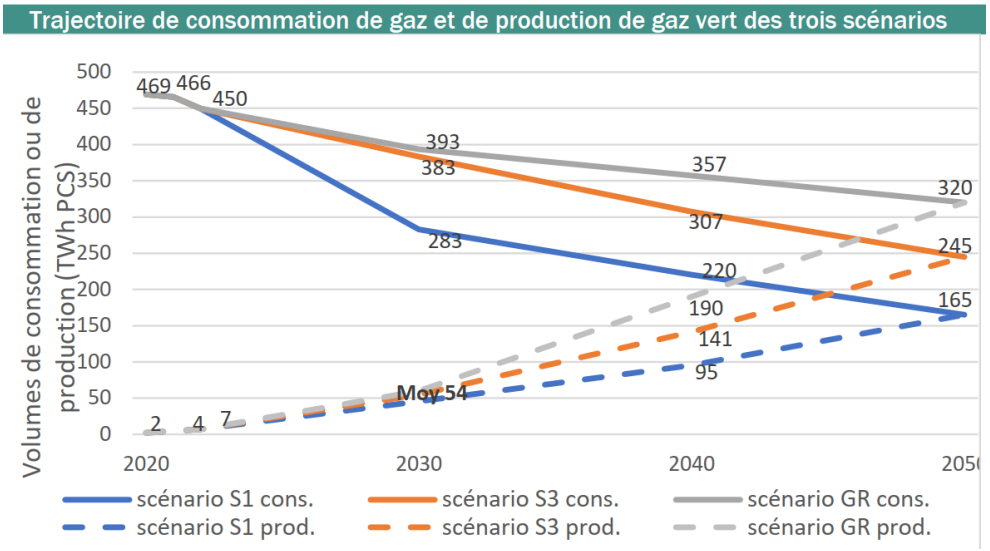


Figure 22 : Trajectoires de consommations de gaz et de production de gaz vert retenues par la CRE (Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone)

L'étude de la CRE s'articule autour de neuf messages clés, dont quatre concernent plus directement les réseaux de distribution :

Message 1 : ***L'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz décarboné nécessitera entre 6 et 9,7 Md€ d'investissements d'ici 2050*** *en fonction des scénarios. L'effort d'investissement annuel*

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

[19] *L'étude « Transition(s) 2050, choisir maintenant, agir pour le climat », menée par l'ADEME et étudiant quatre scénarios permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2050.*

correspondant (entre 200 et 300 M€ par an) reste raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 Md€ par an). Le coût unitaire par TWh injecté décroit avec le volume de production, et des économies d'échelle apparaissent à partir de 2040 dans tous les scénarios.

L'injection sur le réseau du gaz vert issu des unités de production construites d'ici 2050 nécessitera des investissements de raccordement (de 72% à 76% du montant total d'investissements) et des investissements de renforcement des réseaux de distribution et de transport. En effet, la production de gaz vert et la consommation de gaz seront réparties de manière non homogène en 2050, spatialement comme temporellement. Il sera donc nécessaire d'acheminer le gaz vers des zones en en excédent de consommation, en priorité via des maillages du réseau de distribution. Plus coûteux, les rebours (distribution / transport puis transport / transport) seront également indispensables.

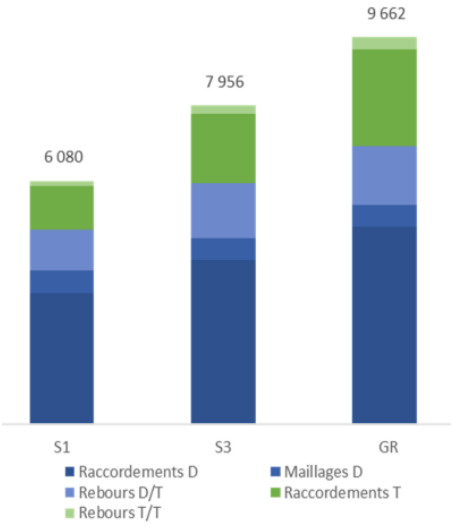


Figure 23 : Comparaison des investissements réseaux en 2050 par scénario, en M€ (CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone)

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

L'étude s'est intéressée à quatre zones spécifiques et représentatives de la diversité des typologies de réseau des GRD. Ces « zooms locaux » permettent d'identifier des actifs pour lesquels le maintien en gaz ne semble plus nécessaire à l'horizon 2050 à la suite des baisses de consommation envisagées. La part de réseau susceptible d'être abandonnée devrait néanmoins rester limitée, y compris à l'horizon 2050.

Exemple : au Havre, un quartier fortement couvert par un réseau de chaleur verrait une baisse de consommation de gaz de –89 % d'ici 2050, et du nombre de clients de –70 %. **Pourtant, seuls 34 % du réseau local pourraient être abandonnés, en raison de la dispersion de clients résiduels.**

À noter : **l'étude n'a pas envisagé le déraccordement d'usagers résiduels, ce qui est juridiquement impossible dans le cadre actuel**. Or, le cadre réglementaire devrait évoluer avec la transposition de la directive européenne 2024/1788 du 13 juin 2024 (cf. partie 3.5).

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

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

Message 8 : *Les analyses menées sur le seul réseau gazier ne doivent pas conduire à des décisions ne tenant pas compte de l'****imbrication entre les différents réseaux énergétiques****. Par exemple, le degré de complémentarité entre système électrique et système gazier reste incertain à horizon 2050 et dépendra du*

mix électrique et des choix en matière de chauffage. ***Un éventuel transfert massif de la pointe gazière vers de la pointe électrique doit être analysé finement dans ses conséquences, en tenant compte notamment de la capacité du système électrique à absorber le surplus de pointe et du bilan carbone global****.*

2.7 Directive européenne 2024/1788 du 13 juin 2024

Dans le cadre du paquet « Fit for 55 », le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne ont adopté, le 13 juin 2024, la directive 2024/1788 établissant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène.

L'article 57 de cette directive – à transposer en droit français d'ici au 5 août 2026 – introduit une innovation majeure : « *Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de distribution élaborent des plans de déclassement des réseaux lorsqu'une réduction de la demande de gaz naturel nécessitant le déclassement de réseaux de distribution de gaz naturel ou de parties de ces réseaux est prévue ».*

Et la directive impose aux Etats membres de veiller à ce que « *les gestionnaires de réseau de distribution soient autorisés à refuser l'accès ou le raccordement d'utilisateurs du réseau de gaz naturel, ou à interrompre la fourniture à leur égard […] »* dans le cadre d'un plan de déclassement approuvé par l'autorité nationale.

Ces plans visent à identifier les infrastructures de distribution de gaz à maintenir et celles appelées à être déclassées. Ils concerneront tous les gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 45 000 clients[20] et devront :

- être élaborés en concertation avec les gestionnaires d'autres réseaux (électricité, hydrogène, chauffage et refroidissement urbains), en cohérence avec les plans locaux de chaleur et de froid (article 25, §6, directive 2023/1791), obligatoires dans les communes de plus de 45 000 habitants ;
- s'appuyer sur des hypothèses raisonnables concernant l'évolution de la production, de l'injection et de la fourniture de gaz, y compris de biométhane, d'une part, et la consommation de gaz dans tous les secteurs, au niveau de la distribution, d'autre part
- soient mis à jour au moins tous les quatre ans, en fonction des dernières projections relatives à la demande et à l'offre de gaz naturel dans la région concernée, et couvrent une période de dix ans.

La directive ne fixe pas de méthodologie uniforme pour identifier les réseaux ou tronçons à déclasser : celle-ci reste laissée à l'initiative des gestionnaires de réseaux. En revanche, la directive impose la mise en place d'un processus de consultation ouvert et participatif dès l'amont, associant l'ensemble des parties prenantes locales (collectivités, usagers, opérateurs).

La directive prévoit que « *les gestionnaires de réseau de distribution mènent un processus de consultation ouvert aux parties prenantes concernées lors de l'élaboration du plan, afin de permettre leur participation effective au processus de planification dès ses débuts, y compris la fourniture et l'échange de toute information pertinente »* (cf. alinéa 2.d, article 57).

[20] *Au 4 août 2024 (cf. alinéa 5, article 57)*

2.8 Evolution des énergies de chauffage

Pour éclairer ces enjeux, l'évolution du mix énergétique du chauffage résidentiel en France entre 2007 et 2023 apporte un contexte utile :

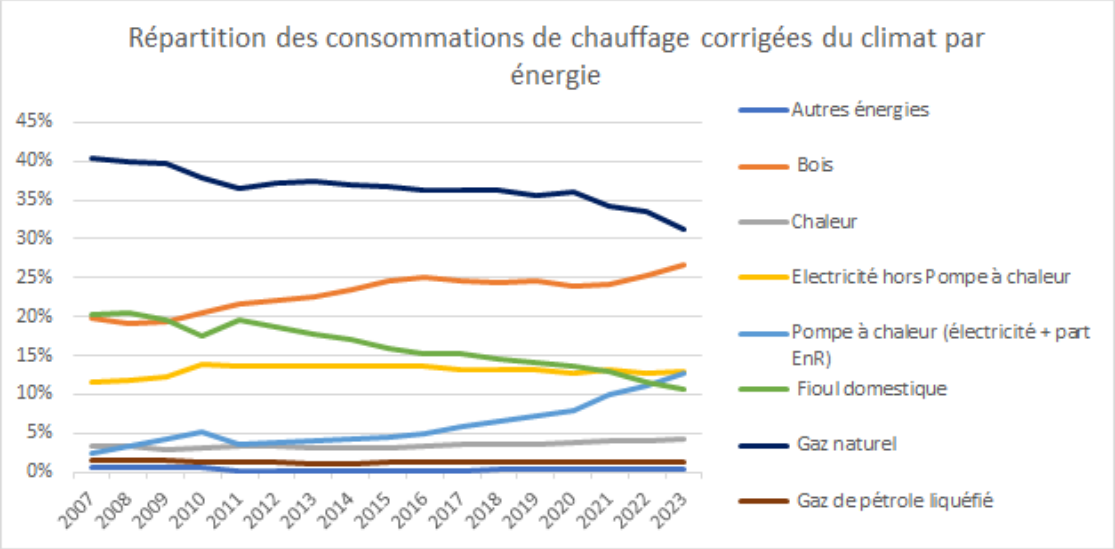


Figure 24 : Répartition des consommations de chauffage corrigées du climat par énergie (SDES à partir de données Ceren jusqu'en 2011, Ceren sans traitement additionnel depuis 2012)

Le mix énergétique du chauffage résidentiel évolue entre 2007 et 2023, avec **une forte croissance des pompes à chaleur électriques (+11 points) et du bois énergie (+7 points)**, un recul marqué **du gaz naturel (- 9 points)** et du fioul domestique (-9 points). La part des **réseaux de chaleur reste stable**, autour de 4% des consommations de chaleur corrigées du climat.

Les données du CEREN permettent en outre de distinguer, dans les maisons individuelles : une baisse progressive du gaz, au profit principalement des pompes à chaleur ; dans les appartements : une diminution plus nette de la part du gaz, compensée par une hausse de l'électricité et des réseaux de chaleur (cf. annexe 7.4).

3 SCENARIOS PRIS EN COMPTE

Résumé de la section

Pour étudier l'impact de la baisse de la réduction des consommations de gaz sur le réseau de distribution de gaz, 4 scénarios contrastés ont été retenus pour couvrir un spectre large de trajectoires possibles :

- Scénario de référence constant : hypothèse d'une consommation de gaz stable au niveau de 2023, avec maintien du nombre d'usagers consommateurs.

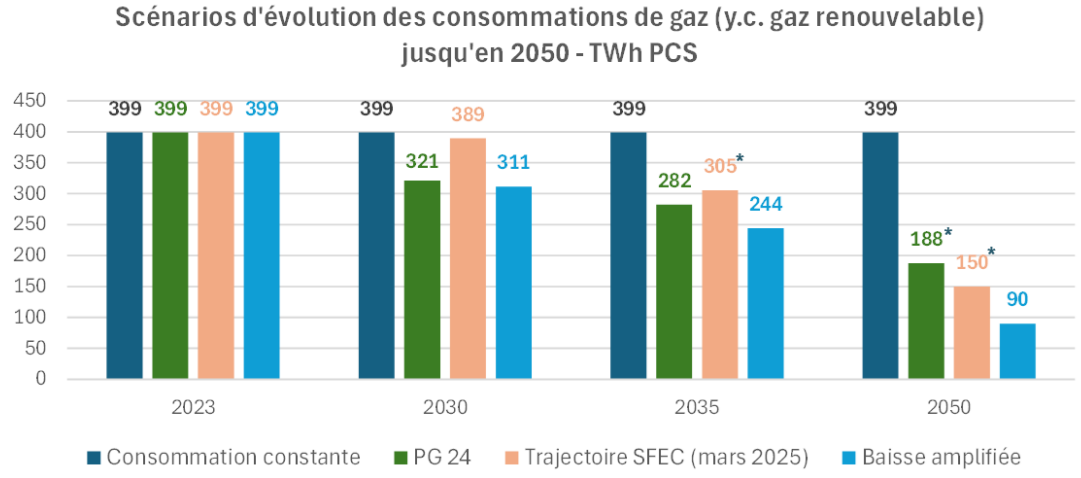
- Scénario opérateurs gaziers (PG24) : basé sur les prévisions des gestionnaires de réseaux, intégrant une baisse annuelle de 1,0 % du nombre d'usagers consommateurs de gaz.

- Scénario SFEC : correspondant aux ambitions actuelles de la Stratégie française énergie-climat, avec une réduction annuelle de 2,0 % du nombre d'usagers consommateurs de gaz.

- Scénario de « baisse amplifiée » : trajectoire plus défavorable que celle de la SFEC, avec une diminution de 4,0 % par an du nombre d'usagers consommateurs de gaz.

À titre de comparaison, la CRE prévoit, pour la période de l'ATRD7 (2024-2027), une baisse du nombre d'usagers comprise entre –1,44 % et –1,66 % par an, soit un rythme intermédiaire entre les scénarios « opérateurs » et « SFEC ».

Dans chacun de ces scénarios, la réduction des consommations de gaz a été modulée par secteur d'activité – résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, et usages non affectés – afin de refléter les dynamiques différenciées selon les segments.



** Valeurs non précisées dans les documents consultés à date, reconstituées à partir d'hypothèses*

Figure 25 : Scénarios d'évolution des consommations de gaz à horizon 2050

3.1 Perspectives gaz 2024

Conformément à l'article L. 141-10 du Code de l'énergie, les gestionnaires de transport et de distribution de gaz ont l'obligation de publier chaque année des prévisions pluriannuelles de demande et de production de gaz renouvelable en France.

Le rapport « Perspectives Gaz 2024 », élaboré conjointement par **GRDF, GRTgaz et Teréga**, présente les trajectoires de consommation et de production de gaz renouvelable et bas carbone à l'horizon **2030 et 2035**. Ce scénario est présenté comme compatible avec la neutralité carbone à l'horizon 2050.

3.1.1 Production de biogaz

Le scénario Perspectives Gaz 2024 prévoit une couverture de 20% des consommations par des gaz renouvelables et bas carbone en 2030, ainsi qu'une part portée de 40 à 45% en 2035. Cette production est issue majoritairement de la méthanisation, atteignant 49 TWh PCS en 2030 et de 80 TWh PCS en 2035 :

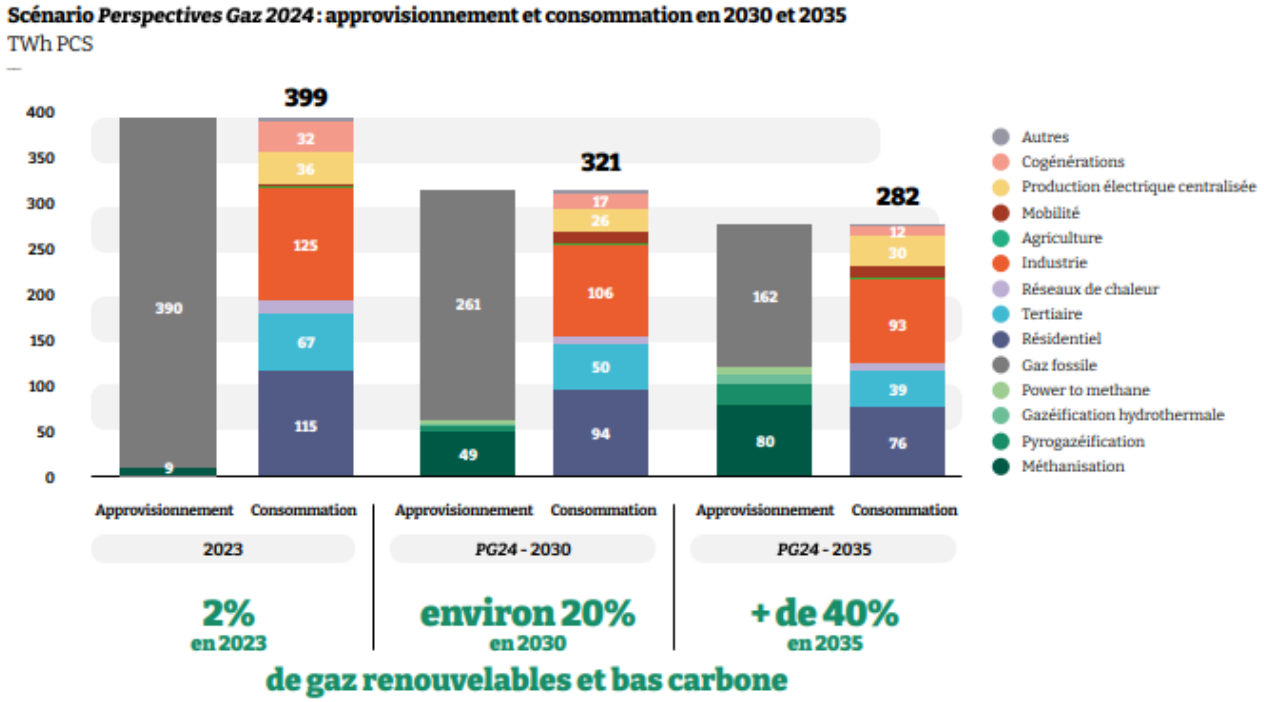


Figure 26 : Comparaison de la consommation et de l'approvisionnement en gaz selon le scénario Perspectives Gaz 2024 (GDRF, GRTgaz, Teréga)

3.1.2 Consommation de gaz

La consommation totale de gaz serait de : 321 TWh PCS en 2030, 282 TWh PCS en 2035, soit des baisses respectives de –20% et –30% par rapport à 2023.

Ces évolutions correspondent à un rythme annuel moyen de –2,9% entre 2023 et 2035, prolongeant la tendance observée entre 2018 et 2023 (–3,6 %/an).

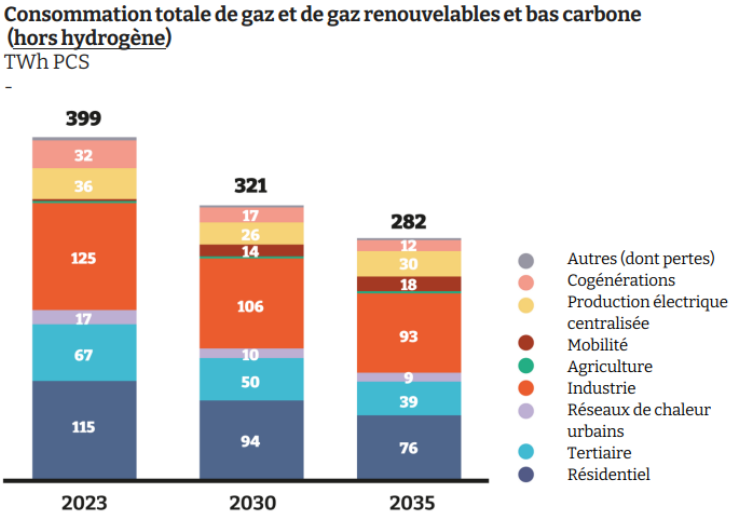


Figure 27 : Consommation de gaz à horizon 2035 selon le scénario Perspectives Gaz 2024 (GDRF, GRTgaz, Teréga)

Les évolutions sectorielles prévues sont contrastées : une baisse de 47% pour les cogénérations en raison de la fin progressive des obligations d'achat ; une réduction de 40% pour les réseaux de chaleur urbains compensée par une hausse de la part des énergies renouvelables dans leur mix énergétique ; la diminution de 25% à 28% pour la production d'électricité et le secteur tertiaire et de 15% à 18% pour l'industrie et le résidentiel - ce dernier enregistrant la baisse la plus importante en valeur absolue. A l'inverse, un triplement de la consommation de gaz pour la mobilité est anticipé entre 2023 et 2030.

3.1.3 Construction du scénario

3.1.3.1 Horizons 2030 et 2035

Les données suivantes sont directement issues du scénario Perspectives Gaz 2024 :

Secteur	**Consommation** (gaz naturel + biométhane) **TWh PCS**	
	2030	**2035**
Résidentiel	94	76
Tertiaire	50	39
Réseaux de chaleur urbains	10	9
Industrie (dont usages non énergétiques)	106	93
Agriculture	2 (estimation)	3 (estimation)
Mobilité	14	18
Branche énergie (production électrique centralisée et cogénérations)	43	42
Autres (dont pertes réseaux)	2 (estimation)	2 (estimation)
Total	**321**	**282**

Figure 28 : Répartition des consommations de gaz par secteur (scénario Perspectives Gaz 2024)

3.1.3.2 Horizon 2050

Le rapport « Perspectives Gaz 2024 » ne propose pas de projection à l'horizon 2050, contrairement à l'édition 2022.

Perspectives Gaz 2022 prévoyait une consommation de 235 TWh PCS en 2050, contre 360 TWh PCS en 2030 (–35 %). En appliquant cette tendance à la trajectoire 2024, la consommation totale de gaz atteindrait environ **188 TWh PCS en 2050**.

Les évolutions propres à chaque secteur sont appliquées afin d'aboutir au tableau suivant :

Secteur	**Consommation** (gaz naturel + biométhane) **TWh PCS**
	2050
Résidentiel	51
Tertiaire	27
Réseaux de chaleur urbains	5
Industrie (dont usages non énergétiques)	48
Agriculture	5
Mobilité	39
Branche énergie (production électrique centralisée et cogénérations)	10
Autres (dont pertes réseaux)	2
Total	**188**

Figure 29 : Répartition proposée des consommations de gaz par secteur en 2050

3.2 Stratégie Française Energie Climat

La préparation de la PPE 3 (2025-2035), engagée dès 2021, s'est appuyée sur des modélisations techniques et des phases de participation publique en 2022, 2023, 2024 et 2025. Elle repose sur trois axes stratégiques :

- La **lutte contre le changement climatique**, avec l'objectif de passer d'un mix énergétique constitué d'environ 60% d'énergie fossile importée en 2023 à un mix énergétique constitué d'environ 60% d'énergies bas-carbone en 2030,
- La **maitrise des prix de l'énergie**,
- La **préservation de la sécurité d'approvisionnement**, en anticipant l'évolution du mix énergétique et son impact sur les infrastructures de production, de transformation, de transport et de distribution.

3.2.1 Production de biogaz

La PPE 3 fixe un objectif de 50 TWh PCS de production de biogaz à l'horizon 2030, dont 44 TWh PCS injectés dans le réseau de gaz distribué en France, ce qui représenterait de l'ordre de 15% de la consommation de gaz de réseau.

En 2035, la production de biogaz par méthanisation pourrait être comprise entre 50 et 85 TWh PCS. La PPE ne précise pas la part qui serait injectée dans le réseau de gaz.
Les objectifs prévoient également un élargissement possible à d'autres technologies (pyrogazéification, gazéification hydrothermale), selon leur maturité technico-économique.

3.2.2 Consommation de gaz fossile

La Stratégie Française Énergie-Climat confirme la tendance baissière : consommation de gaz fossile passant de 341 TWh en 2023 à 297 TWh en 2030, puis 214 TWh en 2035, sous l'effet de la décarbonation industrielle, de la rénovation des bâtiments, du remplacement progressif des chaudières gaz et de la substitution par des gaz bas-carbone.

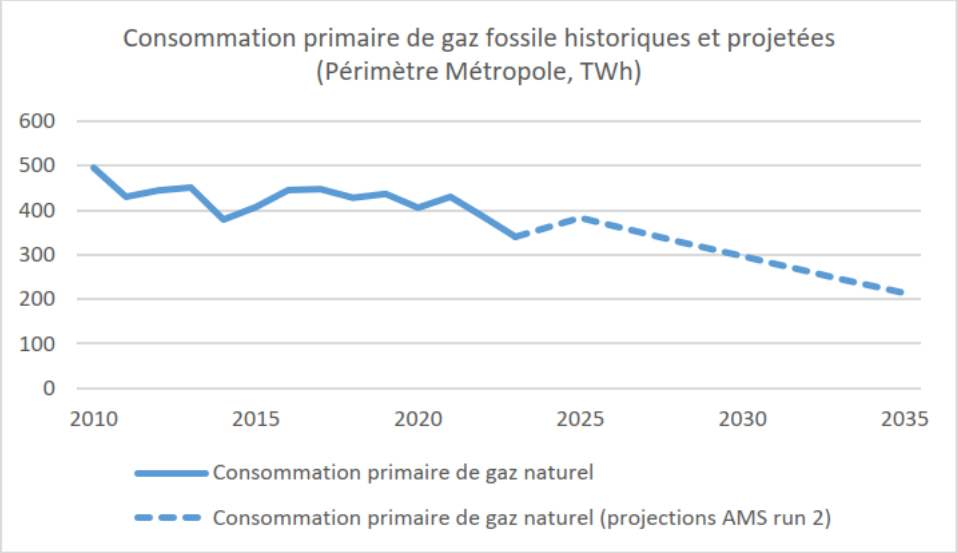


Figure 30 : Evolution de la consommation primaire de gaz fossile (PPE 3)

3.2.3 Construction du scénario

3.2.3.1 Horizon 2030

La répartition des consommations de gaz de réseau, incluant le gaz fossile et le biométhane, par secteur en 2030 est donnée ci-dessous :

Secteur	**Consommation 2030** (gaz naturel + biométhane)	
	TWh PCI	TWh PCS
Résidentiel	89	99
Tertiaire	53	59
Industrie (dont usages non énergétiques)	110	123
Agriculture	2	2
Mobilité	7	7

Secteur	**Consommation 2030** (gaz naturel + biométhane)	
	TWh PCI	TWh PCS
Branche énergie (production d'électricité et de chaleur)	85	97
Pertes	4	4
Total	**350**	**389**

Figure 31 : Répartition des consommations de gaz par secteur (projection AMS_pré 2030 de la PPE 3)

3.2.3.2 Horizon 2035

La PPE 3 ne précise pas de valeur cible unique pour la consommation totale de gaz de réseau à l'horizon 2035. Sur la base des hypothèses retenues dans les scénarios nationaux, une estimation peut toutefois être proposée : une production moyenne de biogaz de l'ordre de 61 TWh PCI, à laquelle s'ajoute une consommation de gaz fossile d'environ 214 TWh PCI, soit une consommation totale estimée de **275 TWh PCI (équivalant à 305 TWh PCS)**.

La part de consommation attribuée à chaque secteur a été : calculée pour 2023 et 2030, puis projetée de manière linéaire à 2035.

À titre d'exemple : en 2023, le secteur résidentiel représente 29 % de la consommation totale, en 2030, cette part est estimée à 26 %, en prolongeant cette tendance, il atteindrait 24 % en 2035.

Sur cette base, la répartition de la consommation totale par secteur à l'horizon 2035 pourrait être la suivante :

Secteur	**Consommation 2035** (gaz naturel + biométhane)	
	TWh PCI	TWh PCS
Résidentiel	63	70
Tertiaire	39	43
Industrie (dont usages non énergétiques)	86	96
Agriculture	2	2
Mobilité	9	10
Branche énergie (production d'électricité et de chaleur)	72	80
Pertes	4	4
Total	**275**	**305**

Figure 32 : Répartition proposée des consommations de gaz par secteur en 2035

3.2.3.3 Horizon 2050

La PPE 3 ne précise pas directement la consommation primaire de gaz envisagée en 2050. En revanche, le rapport « Futurs énergétiques 2050 » publié par RTE en 2022 indique que la SNBC prévoit de l'ordre de

150 TWh PCS de biométhane accessible en France à long terme. Ce chiffre est retenu comme **consommation de gaz à 2050**. La répartition par secteur est effectuée de la même manière que pour la répartition en 2035.

Une répartition de la consommation totale par secteur pourrait donc être la suivante :

Secteur	**Consommation 2035** (gaz naturel + biométhane)	
	TWh PCI	TWh PCS
Résidentiel	21	23
Tertiaire	14	16
Industrie (dont usages non énergétiques)	40	45
Agriculture	1	1
Mobilité	16	17
Branche énergie (production d'électricité et de chaleur)	41	45
Pertes	3	3
Total	**135**	**150**

Figure 33 : Répartition proposée des consommations de gaz par secteur en 2050

3.3 Scénario Baisse amplifiée

La trajectoire de consommation de gaz fossile envisagée par la PPE 3 et publiée dans le cadre des consultations de novembre 2024 et avril 2025 a été construite dès 2021 et n'a donc pas pris en compte la forte baisse des consommations de gaz constatée en 2023 (-10,5% entre 2022 et 2023), expliquant la hausse apparaissant en 2024 et 2025 sur la figure suivante.

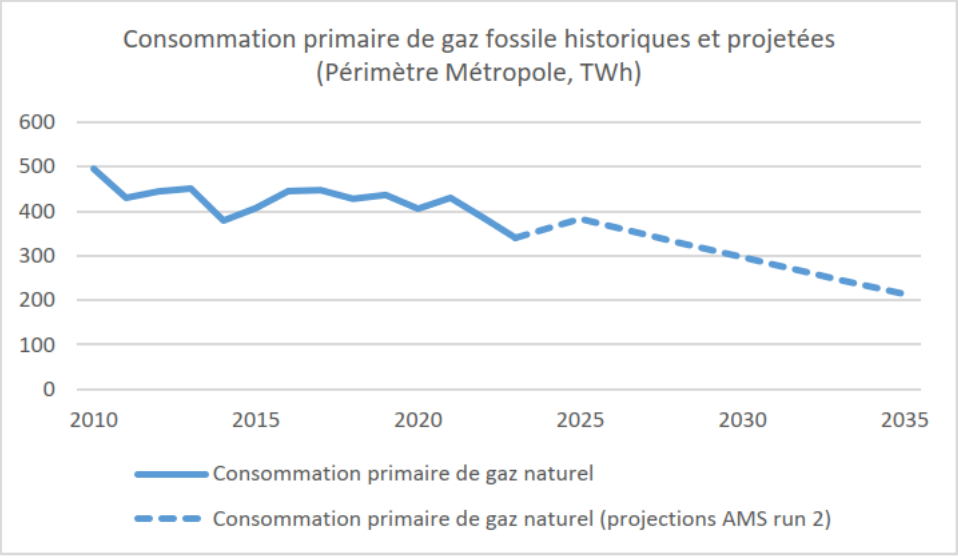


Figure 34 : Evolution de la consommation primaire de gaz fossile (PPE 3)

Dans ce scénario, de manière plus importante que dans les deux autres scénarios d'étude, la baisse du nombre d'usagers été considérée égale à 4,0%, supérieure à la baisse moyenne prévue par la CRE dans la délibération ATRD7 de 1,5%.

3.3.1 Construction du scénario

3.3.1.1 Horizons 2030 et 2035

Le scénario proposé dans ce chapitre propose une **baisse accrue des consommations de gaz de réseau**, de 20% par rapport aux objectifs 2030 et 2035 envisagés par la PPE 3.

La répartition des consommations de gaz de réseau par secteur est alors la suivante :

Secteur	**Consommation** (gaz naturel + biométhane) **TWh PCS**	
	2030	**2035**
Résidentiel	79	56
Tertiaire	47	34
Industrie (dont usages non énergétiques)	98	77
Agriculture	2	1
Mobilité	6	8
Branche énergie	75	64
Pertes	4	3
Total	**311**	**244**

Figure 35 : Répartition des consommations de gaz par secteur en 2030 et 2035

3.3.1.2 Horizon 2050

Afin de vérifier que le potentiel de biomasse agricole et forestière pouvait répondre aux besoins identifiés pour la Stratégie Nationale Bas Carbone 3 (SNBC 3) au sein de la Stratégie française énergie-climat, les ministres chargés de l'agriculture, de l'écologie, de l'énergie et de l'industrie ont diligenté une mission interministérielle. Le rapport « Evaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050 » (IGEDD, décembre 2023) en expose les résultats. Celui-ci conclut (p134) que **68 TWh PCI** de biomasse serait disponible pour la production de biogaz en 2050.

D'autre part, le rapport « Propositions d'hypothèses pour le scénario AMS de la SNBC 3 pour le secteur Agriculture » (INRAE, avril 2023) présente les éléments de réflexion produits par le groupe d'experts en vue de la construction d'un scénario AMS SNBC 3. Ce rapport estime que la production de biogaz à base d'intrants agricoles pourrait **augmenter de 78 TWh en 2050 par rapport à 2020**.

Le scénario « xx » suppose un développement de la production de gaz bas-carbone limité à la méthanisation (pas de power-to-methane ni de pyrogazeification) et une participation de celui-ci à hauteur de 90% de la consommation totale de gaz de réseau. La consommation totale de gaz de réseau en 2050 serait alors de l'ordre de **90 TWh PCS, soit une baisse de 40% par rapport au scénario SFEC.**

La répartition des consommations par secteur, basée sur les consommations du scénario SFEC en 2050, seraient alors les suivantes :

Secteur	**Consommation** (gaz naturel + biométhane) **TWh PCS**
	2050
Résidentiel	14
Tertiaire	9
Industrie (dont usages non énergétiques)	27
Agriculture	1
Mobilité	10
Branche énergie	27
Pertes	2
Total	**90**

Figure 36 : Répartition proposée des consommations de gaz par secteur en 2050

4 METHODOLOGIE

Résumé de la section

Afin d'étudier une variété de configurations possibles, l'étude de l'optimisation du réseau public de distribution de gaz dans un contexte de transition énergétique a été menée sur trois territoires aux caractéristiques différentes : un territoire urbain dense (SIGERLy, au sein du département du Rhône), un territoire périurbain (SYANE, au sein du département de la Haute-Savoie) et un territoire rural (SDE03, au sein du département de l'Allier) (cf. partie 0).

En premier temps, à partir des données disponibles en source ouverte (consommations gaz maille adresse et iris, tracé du réseau de distribution de gaz…), les consommations de gaz et les usagers ont été positionnés sur le réseau de distribution. Le cheminement du gaz dans chaque canalisation a été modélisé de manière à calculer pour chaque point du réseau les caractéristiques du réseau à l'aval de ce point : nombre d'usagers desservis, typologie des usagers desservis (T1, T2…), consommations annuelles (MWh), densité énergétique correspondante (MWh/ml), longueur du réseau (ml) (cf. partie 4.2.1).

En second temps, les parties du réseau public de distribution de gaz qui rendent des services considérés d'intérêt général, appelés « valeurs d'usage », ont été identifiées de manière à être sanctuarisées. Les valeurs d'usage considérées sont : l'injection de biométhane[21], l'appoint/secours sur les chaufferies des réseaux de chaleur, la mobilité gaz et les industries spécifiques (cf. partie 4.2.2).

En troisième temps, les consommations de gaz et le nombre d'usagers du réseau de gaz ont été mis à jour de manière à correspondre aux scénarios d'étude. Pour chaque point du réseau, les nouvelles caractéristiques du réseau à l'aval de ce point ont été déterminées jusqu'en 2050 : nombre d'usagers desservis, typologie des usagers desservis (T1, T2…), consommations annuelles (MWh), densité énergétique correspondante (MWh/ml), longueur du réseau (ml).

A partir de ces résultats, deux critères ont été retenus afin d'identifier les parties du réseau de gaz dont le maintien ne présente plus de pertinence technico-économique et qui peuvent être intégrées dans un plan de déclassement :

1 – Seuil de taille critique : la partie de réseau considérée doit représenter un linéaire significatif (supérieure à 500 mètres) ;

2 – Déficit économique structurel : la partie de réseau doit présenter un déséquilibre économique tel que la somme des pertes d'exploitation projetées sur la période 2023-2050 excède le coût d'abandon et de dépose des ouvrages concernés.

Ces critères permettent de combiner une approche pragmatique (taille minimale des tronçons) et une analyse économique prospective (comparaison entre coûts de maintien et coûts de déclassement), garantissant ainsi la robustesse des décisions de déclassement du réseau.

[21] *Plus précisément, les canalisations de cheminement du biométhane jusqu'au poste interface transport/distribution le plus proche, les canalisations des zones de diffusion locale du biométhane, les maillages de raccordement*

4.1 Présentation des territoires d'étude

L'étude a pour objectif d'analyser, à l'horizon 2050, l'évolution du réseau public de distribution de gaz, en croisant les dimensions techniques et économiques, à partir de la modélisation de différents scénarios d'évolution des consommations d'énergie.

L'étude ayant une portée nationale, l'analyse de l'évolution du réseau est menée sur trois territoires représentatifs du tissu démographique national : le SIGERLy (espaces urbains à forte densité démographique), le SYANE (zones périurbaines) et le SDE03 (espaces ruraux disposant d'un habitat et d'usages dispersés).

4.1.1 Territoire du SIGERLy

Le Syndicat de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SIGERLy) est un syndicat mixte ouvert qui regroupe aujourd'hui la Métropole de Lyon pour le compte des communes de son territoire, et 65 communes dont 8 communes « urbaines » du département du Rhône.

Le territoire compte 948 384 habitants et 231 459 usagers gaz en 2023, pour 4 119 GWh de gaz acheminés (4 399 GWh en 2022, en baisse de 6,4%).

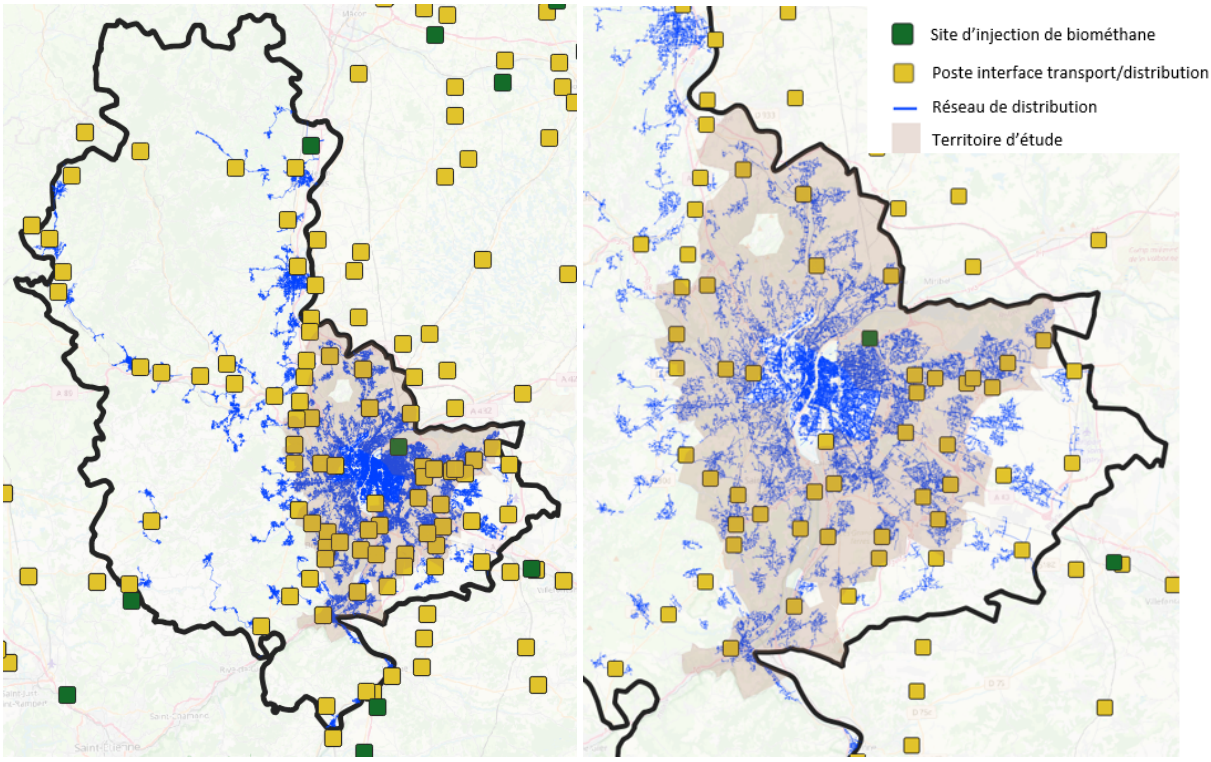


Figure 37 : Réseau de distribution du département et périmètre SIGERLy

Le territoire compte 2 608 km de canalisations en 2023. Le réseau est fortement maillé. Il existe un site d'injection de biométhane situé à Vaulx-en-Velin (STEP de La Feyssine) qui a produit 5,3 GWh en 2023, soit 0,1% de la consommation de gaz du territoire (hors transport). Le territoire compte six stations GNV publiques en 2023 et de nombreuses industries.

4.1.2 Territoire du SYANE

Le Syndicat des énergies et du numérique de la Haute-Savoie (SYANE) regroupe les communes et des intercommunalités de l'ensemble du département à l'exception de la commune de Thonon-les-Bains, ainsi que le Département de Haute-Savoie. Le périmètre concédé par le SYANE à GRDF est composé de 49 contrats de concession encadrant la distribution publique de gaz naturel sur 57 communes.

Le territoire regroupe 50 155 usagers en 2023 pour 1 414 GWh de gaz ont été acheminés en 2023 (1 453 GWh en 2022, en baisse de 2,7%).

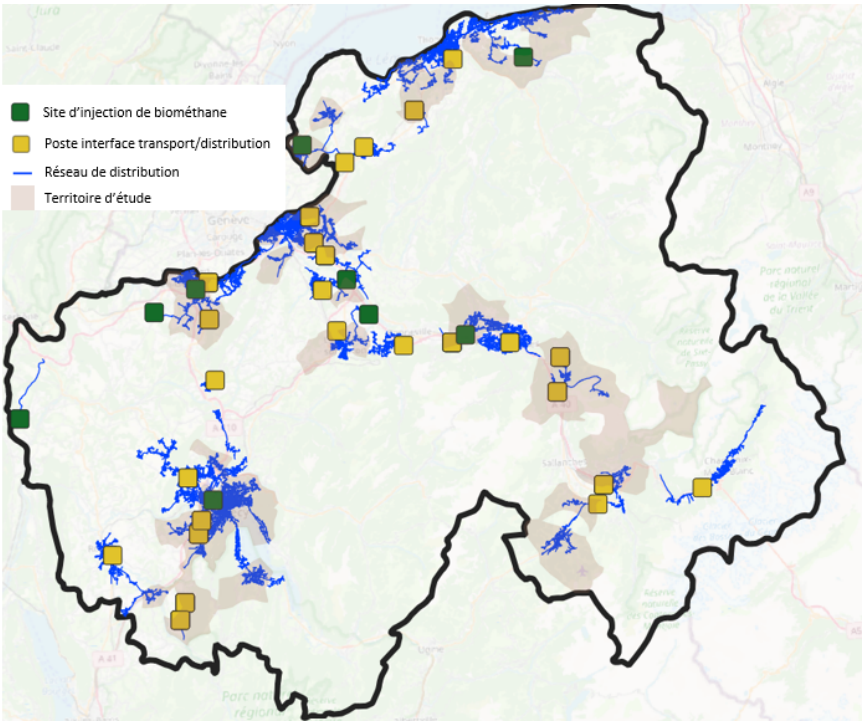


Figure 38 : Réseau de distribution du territoire et périmètre SYANE

Le territoire compte 1 078 km de canalisations en 2023. Le réseau est maillé mais comprend également des antennes, en lien avec la géographie du territoire (montagne, lac, etc.) et compte huit sites d'injection de biométhane, pour une production totale de 33,9 GWh en 2023, soit 20% de plus qu'en 2022. La production de biométhane permet de couvrir 2,4% des consommations de gaz du territoire (hors transport).

4.1.3 Territoire du SDE03

Le Syndicat Départemental d'énergies de L'ALLIER (SDE03) est l'autorité organisatrice de la distribution publique de gaz sur son périmètre. Il est propriétaire des ouvrages confiés par les communes et intercommunalités adhérentes. A ce titre, il a délégué le service public de la distribution de gaz à GRDF pour 69 communes du département, par le biais de plusieurs contrats de concession.

Le périmètre du SDE03 compte 27 041 usagers en 2023, pour 646 GWh de gaz acheminés.

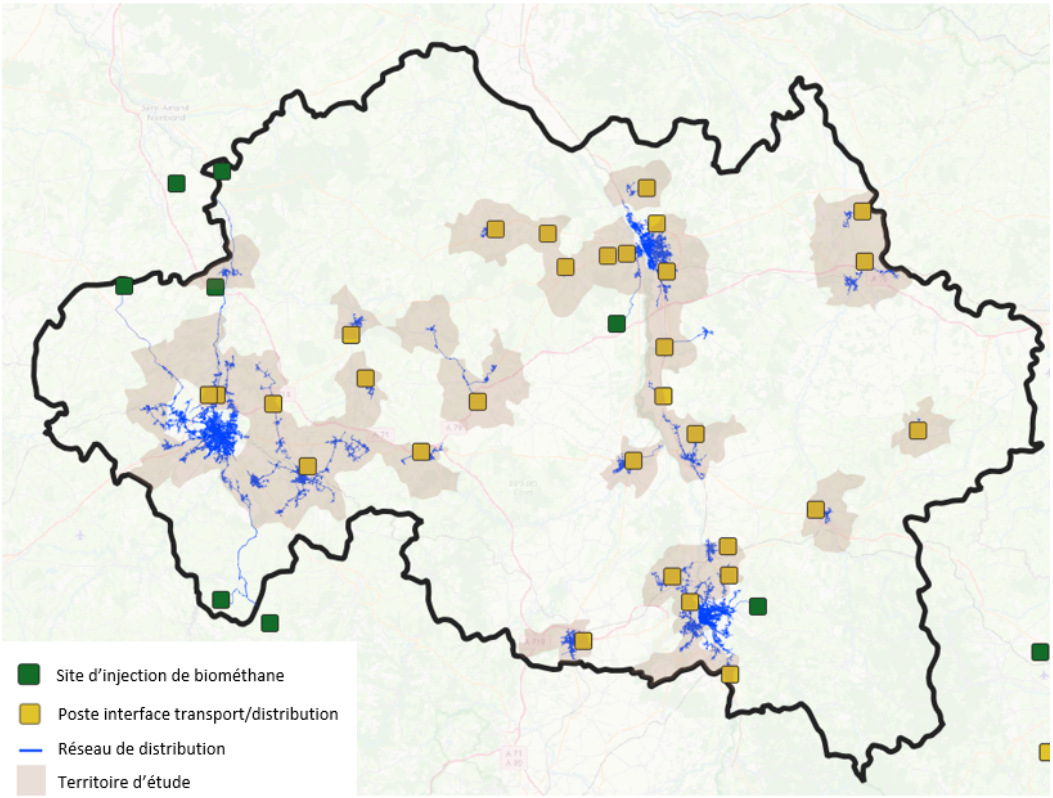
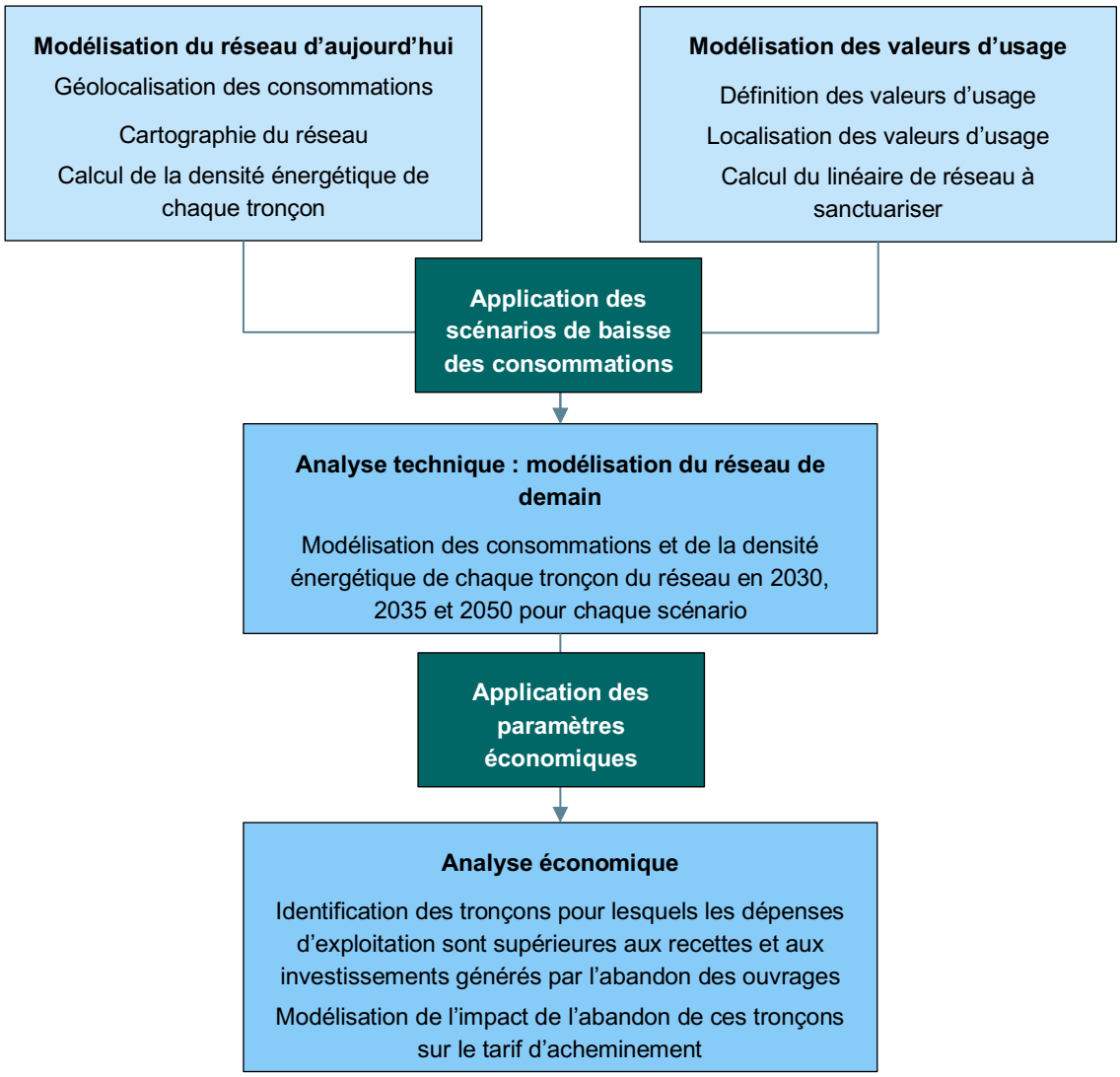


Figure 39 : Réseau de distribution de l'Allier et périmètre du SDE03

Le territoire compte 1 083 km de canalisations en 2023, avec de nombreuses poches de gaz distinctes ainsi qu'un site d'injection de biométhane (contre 6 sur le département), pour une production totale de 13,4 GWh en 2023, soit neuf fois plus qu'en 2022. La production de biométhane permet de couvrir 2,1% des consommations de gaz du territoire (hors transport). Le périmètre concédé compte deux stations GNV publiques en 2023.

4.2 Méthodologie des différentes étapes

Le schéma suivant illustre les étapes méthodologiques mises en œuvre pour identifier, à l'horizon 2050, les zones du réseau dont la rentabilité technico-économique apparaît la plus faible et qui pourraient, à ce titre, relever d'un scénario d'optimisation du réseau ou de déclassement :



4.2.1 Modélisation du réseau actuel

4.2.1.1 Cartographie du réseau

Le tracé du réseau de distribution publique de gaz est disponible en source ouverte : Cartographie du réseau GRDF en service — Open Data GRDF.

Les tracés du réseau ont été téléchargés pour les trois départements suivants :

- Le Rhône ;
- La Haute-Savoie ;
- L'Allier.

Les périmètres de l'étude présentés au chapitre 4.1 portent sur des territoires d'emprise plus restreinte que ces départements, mais l'analyse du cheminement du gaz nécessite une connaissance de l'ensemble du réseau départemental.

Les données en source ouverte ont été retravaillées localement pour assurer la jointure entre chaque tronçon, et entre chaque point de consommation localisée à la maille adresse et le réseau de gaz. Les consommations de gaz anormalement éloignées du réseau de distribution ont fait l'objet d'un retraitement individuel pour confirmer leur localisation précise.

Les postes d'interface entre le réseau de transport de gaz (PITD) et le réseau de distribution de gaz ont été identifiés à partir du croisement entre le tracé des canalisations de distribution et le tracé des canalisations de transport, disponibles en opendata.

Les postes d'injection de biométhane ont été obtenus grâce à l'opendata de GRDF « Sites d'injection de biométhane en France — Open Data GRDF »

4.2.1.2 Géolocalisation des consommations

Les consommations de gaz localisées à la maille adresse sont disponibles en source ouverte (Catalogue Dido | Données et études statistiques). Elles concernent les secteurs industriel, tertiaire, agricole et résidentiel. Il existe également des consommations « non affectées ».

Pour le secteur résidentiel, les données maille adresse ne sont communiquées que pour les bâtiments de plus de 10 logements ou consommant plus de 200 MWh/an.

# CODE_IRIS_LIBELLE	# ADRESSE	# NOM_COMMUNE	# CODE_SECTEUR_NAF2_CODE	# CODE_SECTEUR_NAF2_LIBELLE	# CODE_GRAND_SECTEUR	# CONSO	# PDL
Entrez une valeur	Entrez une valeur	villeurbanne	Entrez une valeur	Entrez une valeur	Choisissez des valeurs		
Fays-Bon Coin	31 RUE PIERRE BARATIN	Villeurbanne			R	24,23556	31
Fays-Bon Coin	123 RUE LEON BLUM	Villeurbanne			R	89,44082	10
Fays-Bon Coin	143 RUE LEON BLUM	Villeurbanne			R	6,33498	12
Fays-Bon Coin	147 RUE LEON BLUM	Villeurbanne			R	102,91066	25
Fays-Est	398 COURS EMILE ZOLA	Villeurbanne	43	Travaux de construction spécialisés	I	547,23996	1
Fays-Est	33 RUE FREDERIC FAYS	Villeurbanne			R	15,94925	11
Fays-Est	203 RUE LEON BLUM	Villeurbanne			R	9,08795	10
La Soie	88 CHM DE LA POUDRETTE	Villeurbanne	49	Transports terrestres et transport par conduites	T	1 597,48998	1
La Soie	88 RUE DE LA POUDRETTE	Villeurbanne	49	Transports terrestres et transport par conduites	T	23 459,649	1
La Soie	10 RUE CHARLOTTE DELBO	Villeurbanne			R	111,80199	26
La Soie	17 RUE CHARLOTTE DELBO	Villeurbanne			R	33,08423	24
Bel-Air	1 RUE NICOLAS GARNIER	Villeurbanne	68	Activités immobilières	T	297,15999	1
Bel-Air	111 RUE JEAN VOILLOT	Villeurbanne			R	49,50712	18
Bel-Air	151 RUE JEAN VOILLOT	Villeurbanne			R	19,07138	23
Les Brosses	48 RUE HENRI LEGAY	Villeurbanne	24	Métallurgie	I	759,40585	1
Les Brosses	269T ROUTE DE GENAS	Villeurbanne	35	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	I	291,7448	1
Les Brosses	279 ROUTE DE GENAS	Villeurbanne			R	135,44953	29

Figure 40 : Extrait de la base de données des consommations de gaz maille adresse consultée en 2025 (SDES)

Le croisement de ces consommations maille adresse avec les consommations à la maille IRIS met en évidence la part des consommations de gaz et du nombre d'usagers correspondant n'ayant pas pu être géolocalisée à la maille adresse.

En moyenne sur les trois territoires, 58,9% des consommations des IRIS ont pu être géolocalisées précisément à la maille adresse[22].

La part de consommation de chaque secteur d'activité manquante à la maille IRIS et non géolocalisée à la maille adresse a été uniformément répartie aux extrémités du réseau de distribution de gaz de chaque IRIS.

[22] *61,4% sur le SIGERLy, 58,2% sur le SYANE et 44,1% sur le SDE03*

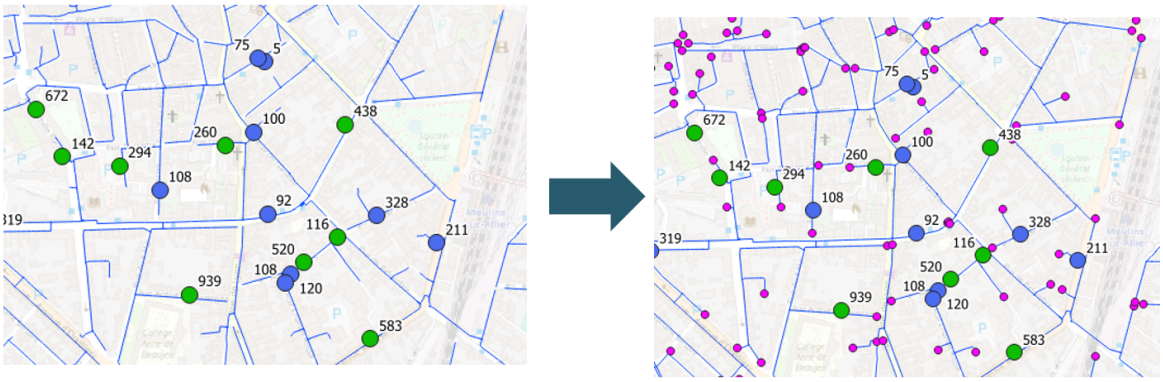


Figure 41 : Exemple sur une IRIS (en rose les consommations affectées aux extrémités du réseau)

Avec cette méthode, 100% des consommations de gaz ont été positionnées sur le réseau de distribution, dont près de 60% avec une précision à la maille adresse et 40% avec une précision à la maille IRIS.

4.2.1.3 Cheminement du gaz

La localisation du tracé du réseau, des postes d'interface entre le réseau de transport de gaz et le réseau de distribution, et des points de consommation permet de modéliser le chemin emprunté par le gaz pour desservir chaque point de consommation. On suppose que le gaz transite du poste interface transport/distribution jusqu'au point de consommation par le chemin le plus court.

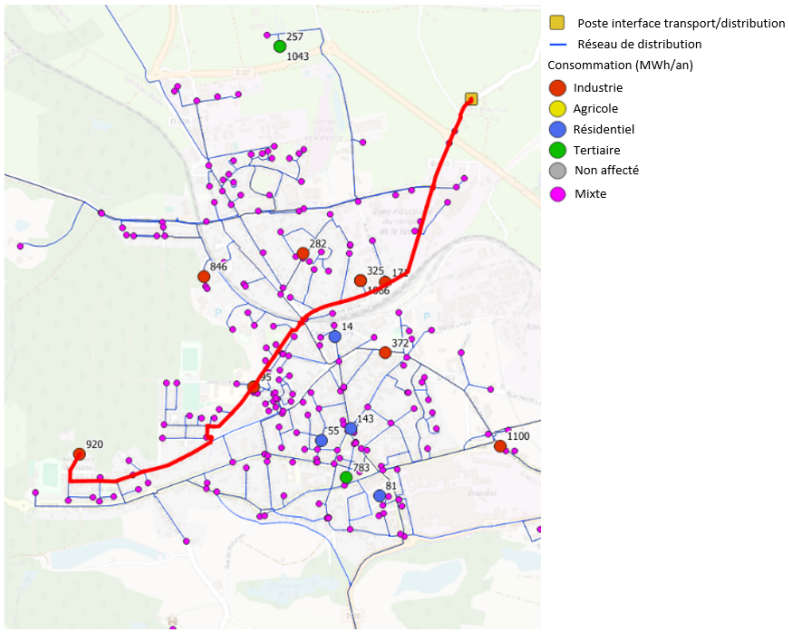


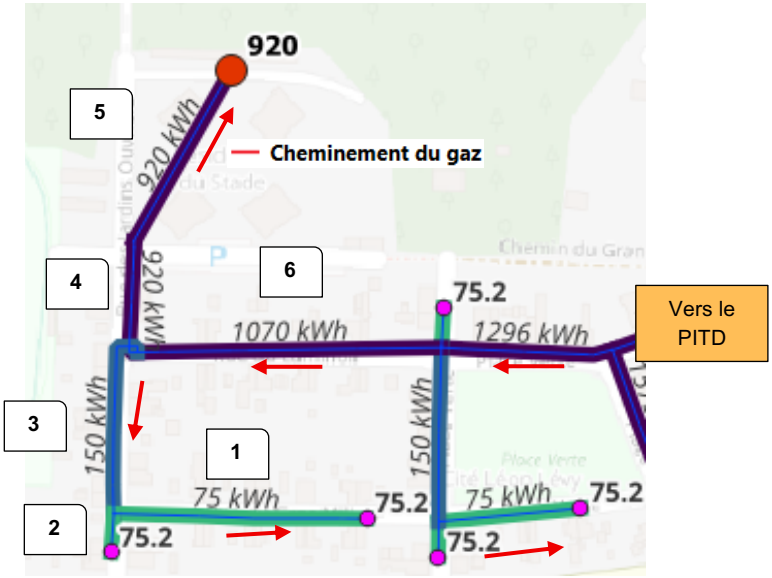
Figure 42 : cheminement du gaz entre un point de consommation et un PITD (en rouge)

Un axe d'amélioration consisterait à modéliser plus finement le cheminement du gaz, en utilisant notamment les caractéristiques techniques des canalisations (diamètre, pression d'exploitation) et le schéma d'exploitation du réseau (robinets ouverts/fermés…). Ces données ne sont actuellement pas accessibles au grand public.

4.2.1.4 Calcul de la densité énergétique des tronçons

Consommation transitant par chaque tronçon (ou à l'aval de chaque tronçon)

Dès lors que le cheminement du gaz entre le point de consommation et le PITD est connu, il est possible de sommer les consommations du gaz transitant par chaque tronçon :

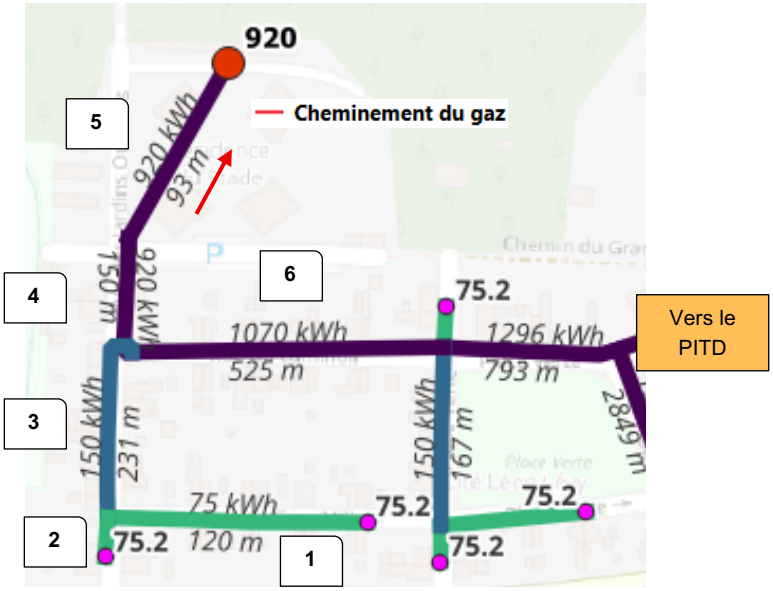


La consommation transitant dans chaque tronçon est calculée en partant des points de consommation et en « remontant » vers le poste de livraison :

- 75 kWh/an transitent dans le tronçon 1,
- 75 kWh/an transitent dans le tronçon 2,
- 150 kWh/an transitent donc dans le tronçon 3, qui dessert les tronçons 1 et 2,
- 920 kWh/an transitent dans les tronçons 4 et 5,
- 1 070 kWh/an transitent donc dans le tronçon 6, qui dessert directement les tronçons 3 et 4 (et indirectement les tronçons 1, 2 et 5)
- Ainsi de suite jusqu'au PITD

Longueur du réseau à l'aval de chaque point de consommation

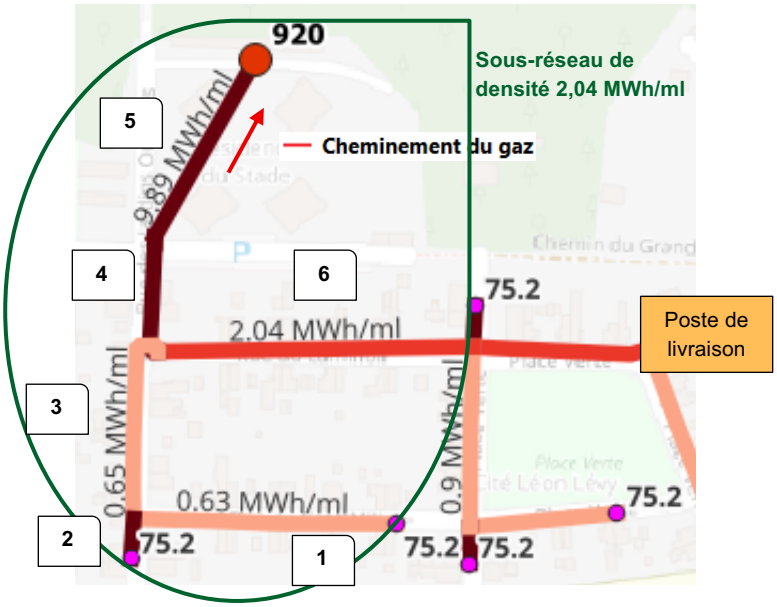
La démarche suivie pour calculer la longueur du réseau à l'aval de chaque point du réseau est similaire à la démarche suivie pour calculer l'énergie transitant par chaque tronçon :



- Le tronçon 1 mesure 120 m,
- Le tronçon 2 mesure 21 m,
- Le tronçon 3 mesure 90 m, et étant donné qu'il dessert les tronçons 1 et 2, sa longueur totale aval est de 231 m, correspondant à la somme des longueurs des tronçons 1, 2 et 3,
- Le tronçon 5 mesure 93 m,
- Le tronçon 4 mesure 57 m, et étant donné qu'il dessert le tronçon 5, sa longueur totale aval est de 150 m, correspondant à la somme de sa longueur et de la longueur aval du tronçon 5,
- Le tronçon 6 mesure 144 m, et étant donné qu'il dessert les tronçons 3 et 4, sa longueur totale « aval » est de 525 m, correspondant à la somme de sa longueur et de la longueur aval des tronçons 3 et 4 (144 m + 150 m + 231 m = 525 m).

Densité énergétique à l'aval de chaque point du réseau

La densité énergétique à l'aval de chaque point du réseau est calculée en divisant la consommation aval (i.e. transitant par le tronçon considéré) par la longueur totale aval.



- La densité aval du tronçon 1 est de 75 kWh / 120m, soit 0,63 kWh/m ;
- La densité aval du tronçon 2 est de 75 kWh / 21 m, soit 3,6 kWh/m ;
- La densité aval du tronçon 3 est de 150 kWh / 231 m, soit 0,65 kWh/m
- La densité aval du tronçon 6 est de 1 070 kWh / 525m, soit 2,04 kWh/m.

Le calcul de la densité aval met en évidence la densité énergétique de chaque partie du réseaux.

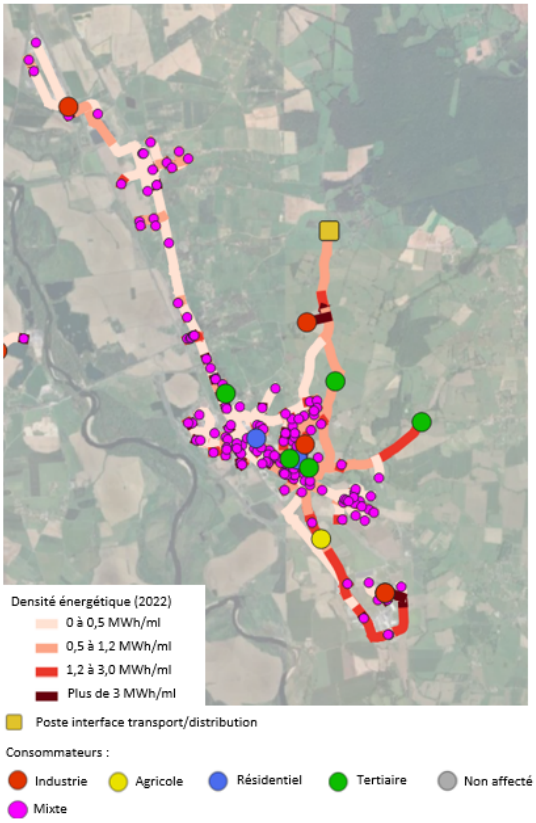


Figure 43 : Exemple de résultats du calcul de la densité énergétique sur une poche de gaz

4.2.2 Modélisation des valeurs d'usage du réseau

4.2.2.1 Définition

La valeur d'usage désigne l'ensemble des services apportés par le réseau de distribution de gaz aux usagers, justifiant son maintien dans le temps malgré des consommations en baisse. De ce fait, les canalisations liées à une valeur d'usage sont sanctuarisées dans la suite de l'étude, et ne sont pas soumises à l'analyse économique.

Les services apportés peuvent prendre différentes formes :

- Livraison du biométhane des sites de production vers les consommateurs ;
- Livraison de gaz aux chaudières gaz assurant l'appoint et / ou le secours des réseaux de chaleur ;
- Livraison de gaz aux stations d'avitaillement des véhicules en GNV ;
- Livraison de gaz aux industries utilisant celui-ci pour des procédés non énergétiques

4.2.2.2 Valorisation du gaz renouvelable et bas-carbone

Fin 2023, 652 unités de méthanisation avec injection étaient recensées en France, dont 86% (soit 562 installations) injectant le biométhane sur le réseau de distribution.

Différents ouvrages sont nécessaires pour assurer l'injection du biométhane sur le réseau :

- Les canalisations de raccordement des sites de production vers la poche de consommation la plus proche ;
- Les canalisations permettant d'acheminer le gaz renouvelable du site de production jusqu'au poste interface transport/distribution le plus proche, permettant d'envisager l'injection sur le réseau de transport par le biais d'un rebours
- Les canalisations de maillage des poches de consommation ;
- Les canalisations situées dans la zone de diffusion locale du méthaniseur[23].

Les canalisations de maillages sont identifiées via la plateforme de consultation des zonages de raccordement biométhane : Plateforme de consultation

Enfin, la zone de diffusion de chaque méthaniseur est calculée à partir de leur production annuelle et des consommations annuelles localisées les plus proches.

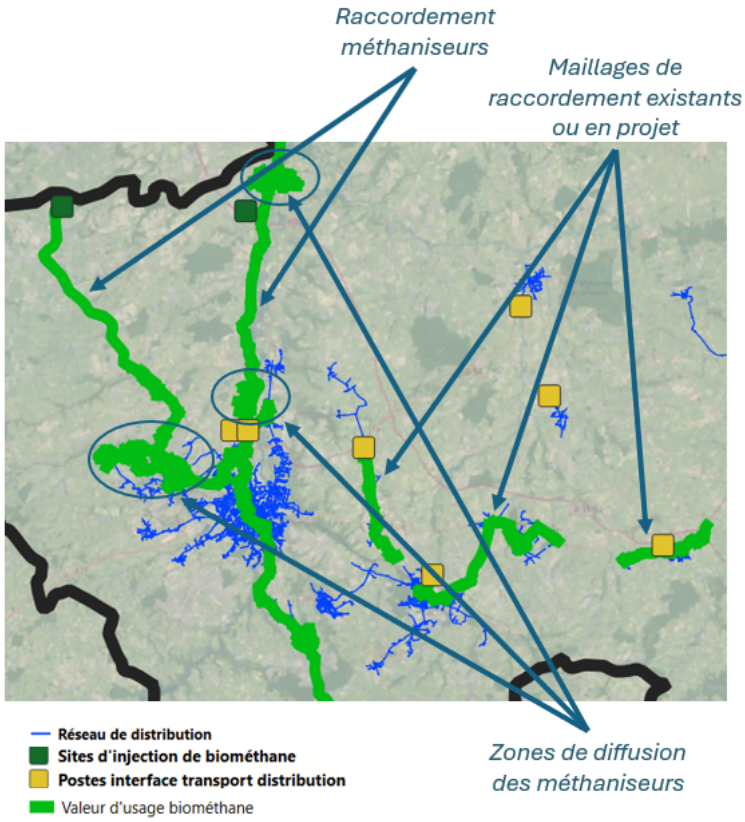
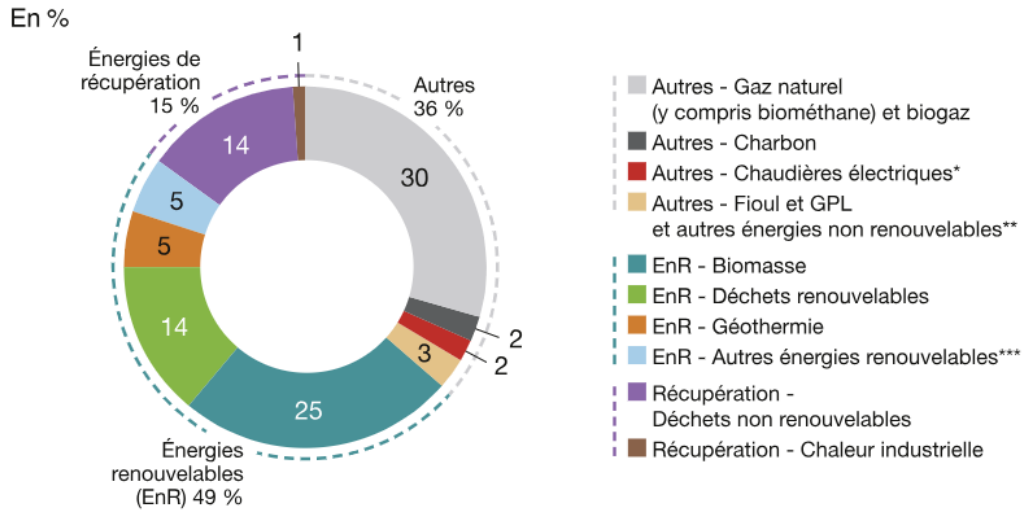


Figure 44 : Détermination des différentes canalisations à valeur d'usage "biométhane"

[23] *La zone de diffusion locale du méthaniseur recouvre l'ensemble des consommateurs les plus proches du site d'injection permettant d'absorber la production.*

4.2.2.3 Approvisionnement des chaudières gaz d'appoint /secours des réseaux de chaleur

Le graphique suivant met en évidence que la part du gaz dans l'approvisionnement des réseaux de chaleur reste encore majoritaire en 2022 :



** Chaudières électriques : dont consommation annexe d'électricité.*
*** Fioul, GPL (gaz de pétrole liquéfié) et autres énergies non renouvelables : dont cogénération, autre consommation d'électricité, chaleur ambiante...*
**** Autres énergies renouvelables : dont cogénération renouvelable, chaleur ambiante renouvelable, biogaz et solaire thermique.*
Source : *SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid*

Figure 45 : Répartition par source d'énergie de la consommation d'énergie des réseaux de chaleur en 2022 (Chiffres clés des énergies, édition 2024)

L'objectif est d'identifier et de sanctuariser les canalisations nécessaires à l'approvisionnement des chaudières d'appoint et de secours des réseaux de chaleur.

Ces chaudières sont identifiées en croisant deux jeux de données :

- Le tracé des réseaux de chaleur en fonctionnement, disponible sur le site Carte nationale des réseaux de chaleur et de froid en France ;
- Les consommations de gaz localisées à la maille adresse via le Catalogue Dido | Données et études statistiques. Celles-ci sont détaillées par secteur (résidentiel, industries, etc.) et par code NAF. Les industries dont le code NAF commence par « 35 » présentent une activité de « Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné ».

Ainsi, les consommateurs présentant une activité de « Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné » avec une consommation de gaz importante et situés sur le tracé d'un réseau de chaleur sont supposés être des chaudières gaz d'appoint / secours de réseaux de chaleur.

Les canalisations de gaz reliant cette installation au poste d'interface entre le réseau de transport de gaz et le réseau de distribution de gaz sont sanctuarisées.

Un exemple est donné sur la figure ci-dessous.

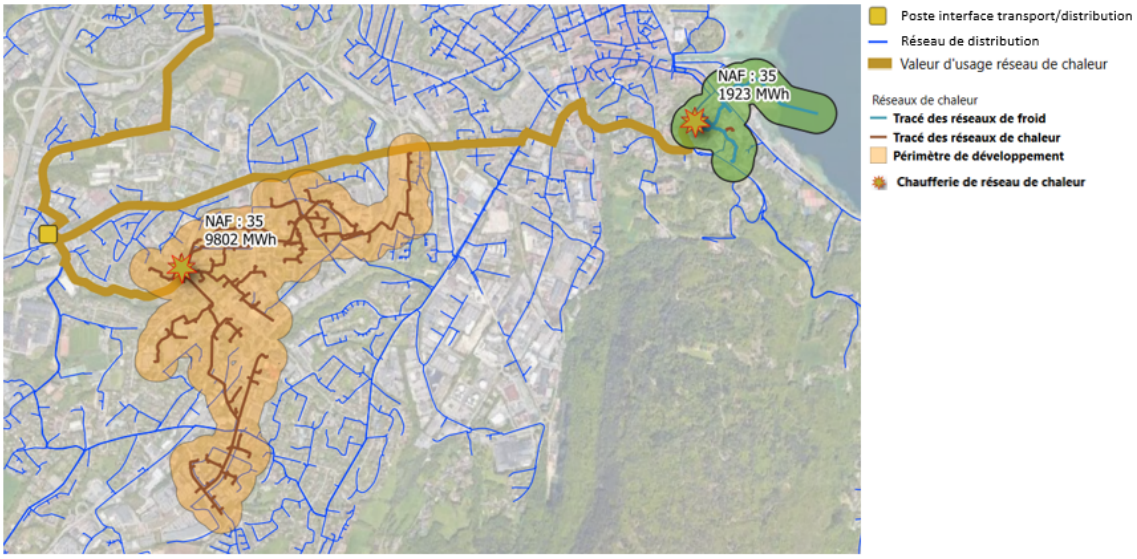


Figure 46 : Sanctuarisation des canalisations de gaz permettant l'appoint/secours d'un réseau de chaleur

4.2.2.4 Mobilité gaz

Le Gaz Naturel Véhicule (GNV) est un carburant alternatif composé de méthane, utilisé sous forme comprimée (GNC) ou liquéfiée (GNL). Quand il est produit à partir de méthanisation, on parle de bioGNV.

Le GNV est destiné principalement aux véhicules utilitaires, camions, bus et cars, qui peuvent s'approvisionner en carburant dans les stations d'avitaillement : GRDF recense plus de 380 stations publiques et 350 stations privées en 2025[24]. Celles-ci sont approvisionnées en gaz par le réseau de transport ou de distribution via un poste de livraison.

L'objectif est de sanctuariser les canalisations nécessaires à l'approvisionnement des stations GNV publiques.

La méthodologie consiste dans un premier temps à cartographier les stations d'avitaillement, dont la localisation est communiquée par GRDF (Stations GNV publiques en France — Open Data GRDF).

Dans un second temps, les canalisations raccordant chaque station au poste d'interface entre le réseau de transport de gaz et le réseau de distribution de gaz sont identifiées et sanctuarisées, comme illustré sur la figure ci-contre.

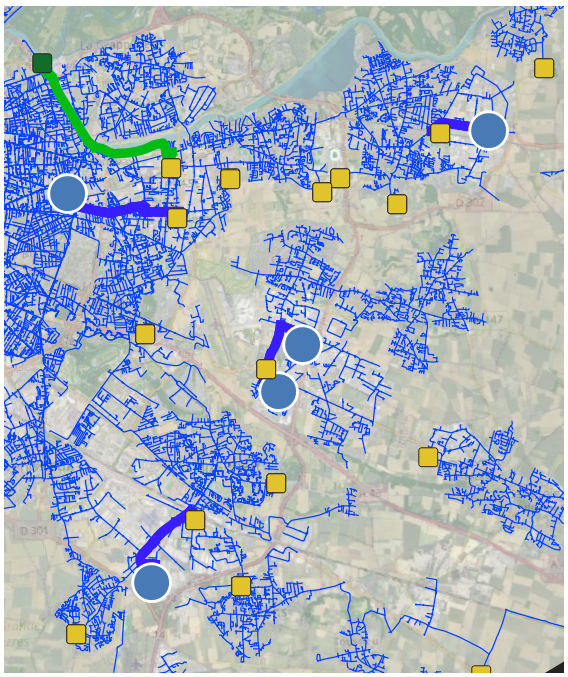


Figure 47 : Illustration de la sanctuarisation de canalisations pour la valeur d'usage « mobilité gaz »

[24] *Source : Tout savoir sur les stations-service GNV et BioGNV - GRDF.FR*

4.2.2.5 Industries spécifiques

Les industries de la chimie utilisent le gaz comme source d'énergie mais également comme matière première[25]. Considérant que cet usage non énergétique n'est pas substituable à l'échelle nationale en l'état actuel, et qu'il est essentiel de conserver ces industries sur le territoire, les canalisations permettant d'approvisionner ces sites en gaz sont sanctuarisées dès lors qu'ils consomment plus de 1 GWh/an.

Cette valeur d'usage est étendue aux industriels utilisant des procédés thermiques de haute température de types fonderies et aciéries, pour lesquels l'électrification des procédés est incertaine.

La méthodologie consiste dans un premier temps à localiser ces industries, via la base de données des consommations de gaz localisées à la maille adresse (Catalogue Dido | Données et études statistiques). Les industries dont le code NAF commence par 20 (chimie), 24 (métallurgie) et 25 (Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements) et consommant plus de 1 GWh de gaz sont retenues et géolocalisées.

Dans un second temps, les canalisations raccordant chacune de ces industries au poste d'interface entre le réseau de transport de gaz et le réseau de distribution de gaz le plus proche sont identifiées et sanctuarisées.

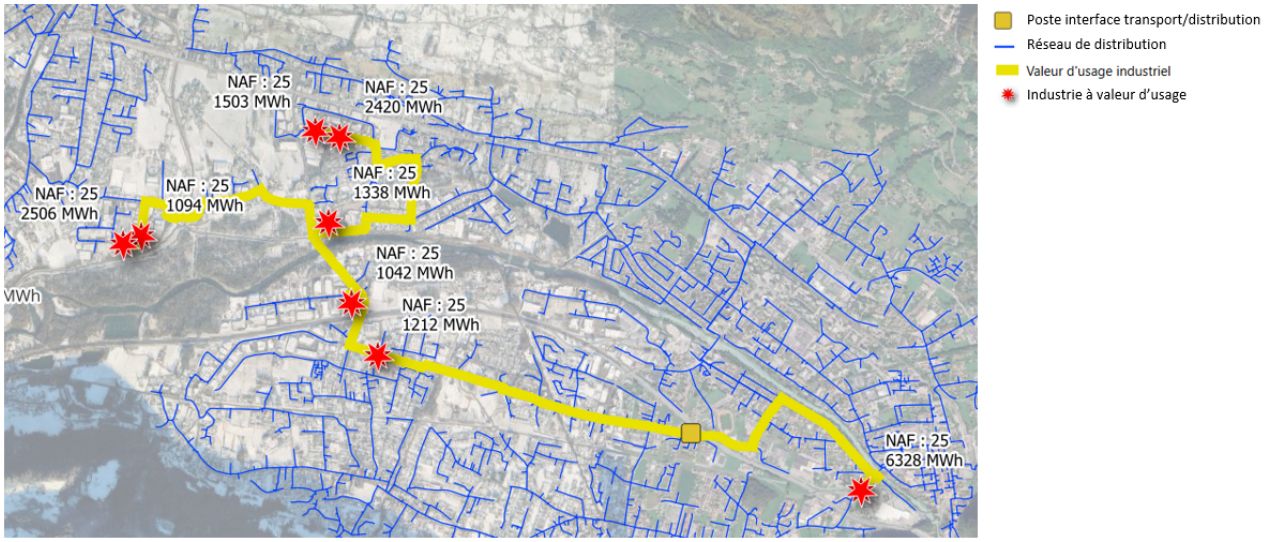


Figure 48 : Illustration des canalisations avec une valeur d'usage industrie spécifique

4.2.2.6 Synthèse des valeurs d'usage sur les territoires

Les longueurs de canalisations identifiées à date comme ayant une valeur d'usage sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Synthèse des valeurs d'usage	Allier	Haute-Savoie	Rhône
Injection biométhane	290 km	145 km	11 km
Mobilité gaz	5 km	6 km	32 km

[25] *vapocraquage d'hydrocarbures pour la production d'éthylène et d'autres molécules de base et vaporeformage de méthane pour la production d'ammoniac, production de méthanol et d'hydrogène…*

Synthèse des valeurs d'usage	Allier	Haute-Savoie	Rhône
Industrie spécifique	36 km	34 km	99 km
Appoint-secours réseau de chaleur	14 km	27 km	56 km
Total[26]	**312 km**	**187 km**	**170 km**
En % de la longueur totale	*18,4%*	*9,4%*	*3,6%*

D'autres valeurs d'usage plus spécifiques ou non présentes sur les territoires d'études pourraient être identifiées, par exemple la desserte des usagers d'un centre-ville historique où la substitution du gaz par une autre énergie n'est pas possible du fait de contraintes techniques. Un travail d'identification spécifique est à mener sur chaque territoire.

4.2.3 Evolution des consommations à horizon 2030, 2035 et 2050

Quatre scénarios d'évolution des consommations sont appliqués aux consommations géolocalisées de gaz en 2022 (cf. partie 3). Le graphique suivant illustre les consommations totales de gaz issues de chaque scénario aux horizons 2030, 2035 et 2050 :

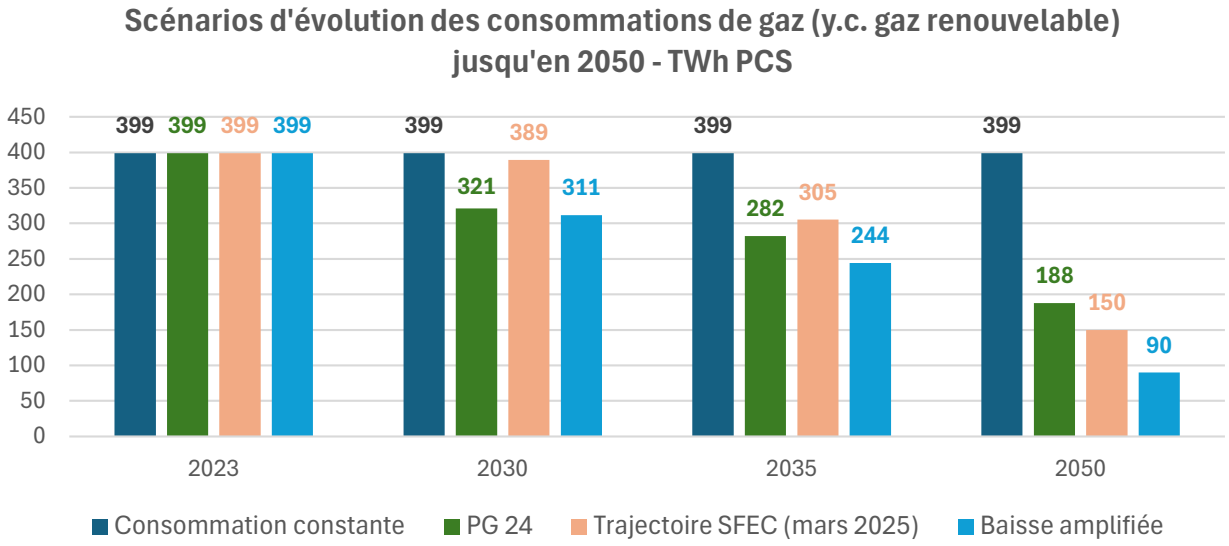


Figure 49 : Scénarios d'évolution des consommations de gaz (Valeurs non précisées dans les documents consultés à date, reconstituées à partir d'hypothèses précisées dans les chapitres correspondants)*

La consommation totale de chaque scénario est déclinée par secteur (résidentiel, tertiaire, etc.). Ainsi, il est possible de calculer l'évolution des consommations pour chaque secteur à chaque échéance par rapport aux consommations constatées en 2022.

[26] *Le total n'est pas égal à la somme des canalisations associées à chaque valeur d'usage car une canalisation peut être associée à des valeurs d'usages différentes.*

Ces évolutions sont présentées ci-après :

Résidentiel	2030	2035	2050
PG 24	-24%	-38%	-58%
SFEC	-19%	-43%	-81%
Baisse amplifiée	-36%	-54%	-89%

Tertiaire	2030	2035	2050
PG 24	-30%	-45%	-62%
SFEC	-16%	-39%	-78%
Baisse amplifiée	-33%	-51%	-87%

Industrie	2030	2035	2050
PG 24	-10%	-17%	-35%
SFEC	-3%	-21%	-53%
Baisse amplifiée	-22%	-37%	-72%

Ces pourcentages de réduction retenus sont appliqués aux consommations géolocalisées de l'année 2022 afin de modéliser les caractéristiques énergétiques du réseau à l'horizon étudié. Ces baisses sont appliquées de manière uniforme à l'ensemble des consommateurs recensés en 2022, faute de pouvoir identifier précisément les usagers les plus susceptibles de sortir du gaz. La diminution du nombre de consommateurs est ainsi répartie proportionnellement sur l'ensemble des points de consommation identifiés en 2022.

Par exemple, pour le scénario PG24, un point de consommation comptant en 2022 dix usagers résidentiels pour une consommation totale de 40 MWh est projeté en 2035 avec 8,8 usagers (soit une baisse cumulée de -1,0% pendant 13 ans) et une consommation totale de 24,8 MWh (-38%).

4.2.4 Evolution du nombre d'usagers à horizon 2030, 2035 et 2050

A date de réalisation de l'étude, aucun des documents de planification consultés ne prévoit d'évolution explicite du nombre de consommateurs de gaz à long terme, en parallèle de la trajectoire de consommation. La seule référence disponible figure dans la délibération n°2024-40 de la CRE relative à l'ATRD7, qui anticipe une diminution moyenne annuelle du nombre de clients d'environ 1,5% sur la période 2024-2027.

	2024	2025	2026	2027
Nombre de consommateurs	10 839 147	10 683 303	10 519 324	10 344 768
Évolution N/N-1		- 1,44 %	- 1,53 %	- 1,66 %
Consommation (GWh)	247 511	242 041	237 944	232 831
Évolution N/N-1		- 2,21 %	- 1,69 %	- 2,15 %

Figure 50 : évolution du nombre d'usagers et des consommations projetée par la CRE sur la période ATRD7, Source : Commission de Régulation de l'Énergie

Ainsi, dans les scénarios d'étude, la diminution annuelle du nombre de consommateurs de gaz a été prise égale à :

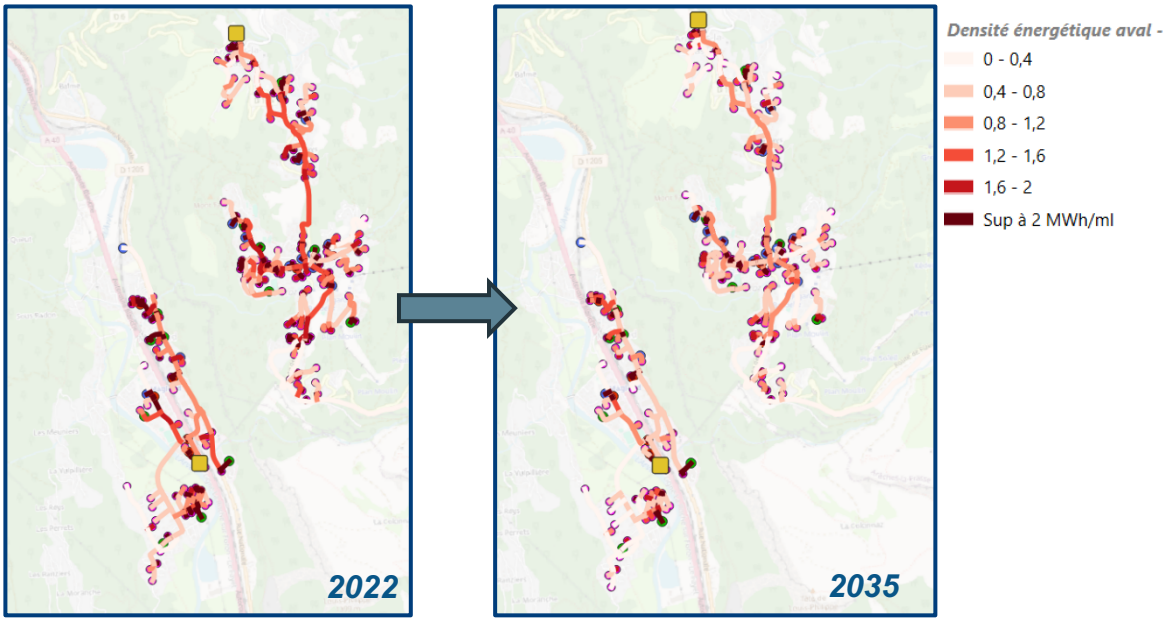
- -1,0% par an dans le scénario PG24, soit -24,5% en 2050 par rapport à 2022
- -2,0% par an dans le scénario SFEC, soit -43,2% en 2050 par rapport à 2022
- -4,0% par an dans le scénario baisse amplifiée, soit -68,1% en 2050 par rapport à 2022

Considérant que cette baisse du nombre de consommateurs de gaz va se traduire principalement par une substitution des chaudières gaz vers des systèmes électriques (pompes à chaleur, convecteurs) à la fois dans les zones urbaines et rurales (cf. partie 7.4), le choix a été fait de ne pas moduler géographiquement les baisses de consommation en fonction de la typologie urbaine/rurale des zones, ou en fonction de la présence ou non d'un réseau de chaleur ou d'une zone de développement potentiel d'un réseau de chaleur.

4.2.5 Modélisation du réseau à horizon 2030, 2035 et 2050

Les baisses de consommation par secteur et par scénario ont été appliquées afin de recalculer la densité énergétique à l'aval de chaque point du réseau aux horizons 2030, 2035 et 2050.

La figure suivante met en évidence l'évolution de la densité énergétique des réseaux d'Arâches-la-Frasse et Magland (Haute-Savoie) à l'horizon 2035 dans le cadre du scénario Perspectives Gaz 2024 :



Par ailleurs, le réseau de distribution de 2050 présentera une configuration sensiblement différente de celle observée fin 2022. De nouveaux sites de production de biométhane auront été raccordés, avec la mise en place de maillages spécifiques, et des stations de rebours permettront d'acheminer la production vers le réseau de transport. La CRE évalue les investissements nécessaires à l'adaptation du réseau pour atteindre un mix 100 % renouvelable et bas-carbone entre 6 et 9,7 milliards d'euros d'ici 2050[27].

Dans le cadre de la présente méthodologie, la modélisation et la localisation de ces futurs ouvrages n'a pas été jugée nécessaire, pour les raisons suivantes :

[27] *« Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », Commission de Régulation de l'Énergie, avril 2023*

- Les futurs ouvrages de raccordement et les futurs maillages seraient par essence des canalisations à valeur d'usage biométhane et donc sanctuarisées dans la présente méthodologie ;
- Les futurs raccordements des sites de production auront lieu vers des poches de gaz avec des consommations suffisantes, probablement les plus importantes au sein d'un département. Par construction, l'optimisation des réseaux proposée ci-après cible en priorité les réseaux avec une très faible densité énergétique, sur lesquels il est très invraisemblable qu'un site de production soit raccordé.

4.2.6 Critères d'éligibilité à un déclassement

L'étude vise a pour objectif d'identifier les optimisations possibles du réseau face aux baisses prévisibles de consommation de gaz, ainsi que l'impact de l'éventuel déclassement de certaines sections sur le tarif d'acheminement.

A cette fin, trois critères cumulatifs ont été retenus pour déterminer les parties du réseau de distribution éligibles à un déclassement :

- Critère 1 : le linéaire n'a pas de valeur d'usage identifiée (cf. 4.2.2) ;
- Critère 2 : le linéaire est supérieur à 0,5 km [28];
- Critère 3 : le linéaire génère des pertes d'exploitation supérieures aux coûts de déclassement ;

Concrètement, l'application du troisième critère consiste à vérifier, pour chaque point du réseau, la condition suivante :

$$-\sum_{2022}^{2050}[Ri - Di] > Cd$$

avec :

Ri les recettes d'exploitation de l'année i à l'aval du point considéré (€)

Di les dépenses d'exploitation de l'année i à l'aval du point considéré (€)

Cd les coûts de déclassement du réseau à l'aval du point considéré (€)

Lorsqu'une partie du réseau vérifie simultanément ces 3 critères, elle est considérée éligible à un déclassement.

4.2.6.1 Coûts de déclassement

Lors du déclassement d'une canalisation, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu par le contrat de concession[29] de réaliser les actions suivantes dans l'ordre de priorité :

1. L'utiliser comme fourreau pour recevoir une autre canalisation ;

[28] *Il s'agit du seuil au-dessous duquel on considère que l'opération de déclassement ne présente pas d'intérêt d'un point de vue opérationnel du fait de la prédominance des coûts fixes associés. De plus, la totalité des consommations n'étant pas géolocalisée à la maille adresse, en dessous de ce seuil de 500 mètres, on considère que la fiabilité des résultats diminue.*

[29] *Article 22 du modèle FNCCR-FU-GRDF de 2022, article 15 du modèle FNCCR-GRDF de 2010*

2. Demander à l'autorité concédante si elle souhaite que la canalisation lui soit remise de manière anticipée comme bien de retour, pour un autre usage (fourreau pour d'autres types de réseau par exemple) ;
3. L'abandonner définitivement dans le sol sous réseau d'accord de la voirie, en veillant à respecter les dispositions réglementaires en vigueur visant à supprimer tout risque ultérieur d'accident ou d'affaissement de terrain ;
4. La déposer à ses frais ;

En cas d'abandon *in situ* des canalisations, scénario qui demeure à ce jour l'hypothèse la plus probable lors d'un déclassement, les dispositions réglementaires applicables sont celles définies dans le cahier des charges réglementaires RSDG n°15 – Rev 1 *« Mise hors exploitation et abandon des équipements de réseau »*, dans sa version du 05/01/2005. Ce référentiel prévoit que la conduite soit sectionnée en tronçons d'environ 50 mètres et que chacune des extrémités ainsi créées soit obturée.

Les coûts d'abandon ont été évalués dans l'hypothèse d'un abandon des ouvrages *in situ*, avec ouverture de la voirie et sectionnement des canalisations tous les 50 mètres conformément à la réglementation en vigueur. L'analyse de plusieurs configurations représentatives a conduit à retenir un coût moyen d'environ 1 000 € par sectionnement, soit un coût linéaire de déclassement de 20 €/ml.

Dans le cadre tarifaire actuel, aucun surcoût spécifique n'a été intégré pour la dépose des installations clients (compteurs, détente…), cette opération relevant d'une prestation cataloguée facturée directement au client demandeur.[30]

4.2.6.2 Calcul des recettes d'acheminement

Les recettes d'acheminement associées à chaque usager sont constituées d'une part fixe, liée à l'abonnement, et d'une part variable, proportionnelle à la consommation effective de gaz. Le niveau de ces deux composantes dépend de la tranche tarifaire applicable à l'usager, déterminée par son fournisseur en fonction de son profil de consommation. Pour l'étude, c'est grille tarifaire en vigueur au 1er juillet 2023 qui a été prise en compte afin de calculer les recettes d'acheminement associées aux consommations constatées en 2022.

Grille tarifaire en vigueur à partir du :		1er juillet 2023
Terme fixe annuel (hors terme Rf*)	T1 (< 4 MWh)	33,48 €
	T2 (entre 4 et 300 MWh)	130,68 €
	T3 (entre 300 MWh et 5000 MWh)	884,52 €
	T4 (> 5000 MWh)	15 971,16 €
Terme proportionnel	T1 (< 4 MWh)	33,23 €
	T2 (entre 4 et 300 MWh)	8,93 €
	T3 (entre 300 MWh et 5000 MWh)	6,42 €
	T4 (> 5000 MWh)	0,87 €

Figure 51 : Grille tarifaire (hors terme Rf) en vigueur au 1er juillet 2023 (Source : CRE, délibération n°2023-123)

[30] *prestation n°211 – « coupure à la demande du client » et prestation n°221 – « dépose du compteur » dans le catalogue des prestations consulté au premier semestre 2025.*

A titre d'exemple, un usager consommant 20 MWh de gaz par an appartiendra à la tranche T2. Il représentera ainsi une recette de 130,68 € + 8,93 € x 20 MWh = 309,28 €.

4.2.6.3 Calcul des charges d'exploitation

GRDF est une entreprise dont le périmètre d'activité s'étend sur l'ensemble du territoire français, et dont l'organisation opérationnelle n'est pas structurée autour des concessions qu'elle exploite. En pratique, le seul véritable compte d'exploitation de l'opérateur gazier est établi à l'échelle nationale et figure dans le rapport annuel certifié par le commissaire aux comptes.

Depuis 2016, à la maille de chaque concession, GRDF produit une reconstitution locale de l'équation tarifaire réalisée par la CRE au niveau national, afin de donner aux autorités concédantes une représentation des produits et charges rattachés à leur contrat de concession.

Toutefois, les charges d'exploitation présentées ne sont pas des données natives[31] : elles résultent d'une reconstitution opérée à partir d'agrégats établis à d'autres mailles que celles des concessions. En effet, les différentes structures organisationnelles de GRDF (agence d'exploitation, ingénierie, fonctions siège, …) interviennent simultanément sur plusieurs concessions, ce qui rend difficile un rattachement direct des dépenses à chaque contrat de concession. Les coûts correspondants sont donc ventilés concession par concession selon un système de clés de répartition, réparties en trois catégories principales :

- Plus de 20 clés opérationnelles : nombre d'interventions avec déplacement à la suite de demandes client, montant des investissements réalisés, nombre d'études de projets biométhane, nombre d'actes de maintenance préventive…
- 4 clés patrimoniales : nombre de PDL, longueur de réseau, nombre de sites d'injection de biométhane, parc cumulé de compteurs communicants gaz et modules
- 1 clé financière correspondant aux dépenses opérationnelles et patrimoniales calculées avec les clés de répartition préalablement exposées.

Ce système de clés de répartition appliqué par GRDF est complexe, dans la mesure où l'impact de chaque clé peut varier d'une année à l'autre en fonction de l'activité sur la concession concernée, mais aussi de celle des concessions voisines.

Pour reconstituer au mieux les charges d'exploitation présentées dans les CRAC des trois territoires étudiés, deux clés principales de répartition ont été retenues : le nombre d'usagers et le linéaire de réseau. A partir des charges d'exploitation connues au niveau national[32] pour 2022, de la longueur totale du réseau exploité et du nombre de clients de GRDF[33], ainsi que des données de linéaire et d'usagers propres à chaque territoire, plusieurs tests ont été menés afin d'identifier la combinaison de clés permettant de recalculer au plus près les charges d'exploitation figurant dans les CRAC

La répartition « 80 % usagers – 20 % linéaire de réseau » s'est révélée être l'optimum, avec un écart inférieur à 2 % sur l'ensemble d'une vingtaine de territoires testés, pour lesquels les CRAC étaient accessibles librement en ligne. Les résultats pour les trois territoires d'étude confirment cette robustesse :

- SDE03 : 5,1 millions d'euros recalculés, contre 5,0 millions présentés par GRDF, soit un écart de 2,0%

[31] *Elles ne sont pas constatées sur le territoire de la concession et ne reflètent donc pas les charges réellement supportées par la concession.*

[32] *1 713,7 millions d'euros d'après la délibération de la CRE n°2023-123 du 10 mai 2023*

[33] *11,1 millions de clients à fin 2022, 205 809 km de réseau à fin 2022*

- SYANE : 7,9 millions d'euros recalculés, contre 8,1 millions présentés par GRDF, soit un écart de 1,9%
- SIGERLy : 32,7 millions d'euros recalculés, contre 33,1 millions présentés par GRDF dans le CRAC, soit un écart de 1,2%

Cette hypothèse de répartition est cohérente avec la nature de l'activité d'exploitation de GRDF, composée pour une large majorité d'opérations directement corrélées au nombre de clients (interventions auprès des usagers, relève à pied résiduelle, dépannage, diagnostic des installations intérieures, remise en service des usagers suite à une coupure, interventions de sécurité suite aux appels d'un tiers) et, pour une part moindre, d'opérations liées au linéaire de réseau (surveillance réglementaire des ouvrages a minima tous les 4 ans, réalisée en véhicule ou à pied).

Dans les conditions de 2022, l'application de cette répartition « 80%-20% » conduit à des dépenses d'exploitation moyennes de 122,7 €/client et de 1,71 €/ml de réseau[34]. Ce paramètre a fait l'objet d'une analyse de sensibilité détaillée en partie 0.

Aucun surcoût spécifique lié au développement du biométhane n'a été intégré dans les charges d'exploitation, dans la mesure où le tarif d'acheminement prévoit déjà la prise en compte de ces coûts. Les dépenses afférentes à la surveillance des nouvelles canalisations, à leur entretien ainsi qu'au fonctionnement des rebours sont en effet couvertes par le mécanisme du « timbre d'injection »[35], facturé directement aux producteurs de biométhane. »

4.2.7 Impacts économiques d'un déclassement d'ouvrage

Le déclassement d'une partie du réseau identifiée comme éligible selon les critères retenus entraîne plusieurs impacts économiques sur l'équilibre tarifaire de l'acheminement :

- Baisse des recettes d'acheminement (part variable et part fixe) ;
- Baisse des dépenses d'exploitation, supérieure à la perte de recettes d'acheminement ;
- Hausse des dépenses d'exploitation correspondant au coût d'abandon des ouvrages[36] ;
- Hausse ponctuelle des charges de capital normatives, liée à l'anticipation de l'amortissement de la valeur nette comptable résiduelle des ouvrages déclassés. Cette hausse est neutre sur le tarif d'acheminement sur la durée résiduelle d'amortissement ;
- Baisse durable des charges de capital normatives, correspondant à la diminution de la base d'actifs régulés (BAR) et donc de la rémunération du concessionnaire.

[34] *Cette répartition et ces valeurs sont susceptibles de varier en fonction de l'évolution du métier de gestionnaire de réseau, par exemple en cas de modification de réglementation concernant la fréquence de surveillance des canalisations.*

[35] *0,7 €/MWh injectés en niveau 3 (avec prévision de rebours), 0,4 €/MWh injectés en niveau 2 (avec maillage) et 0 €/MWh injectés en niveau 1 (sans maillage ni rebours).*

[36] *A date de l'étude, les « abandons purs » sont traités par GRDF en dépenses d'exploitation*

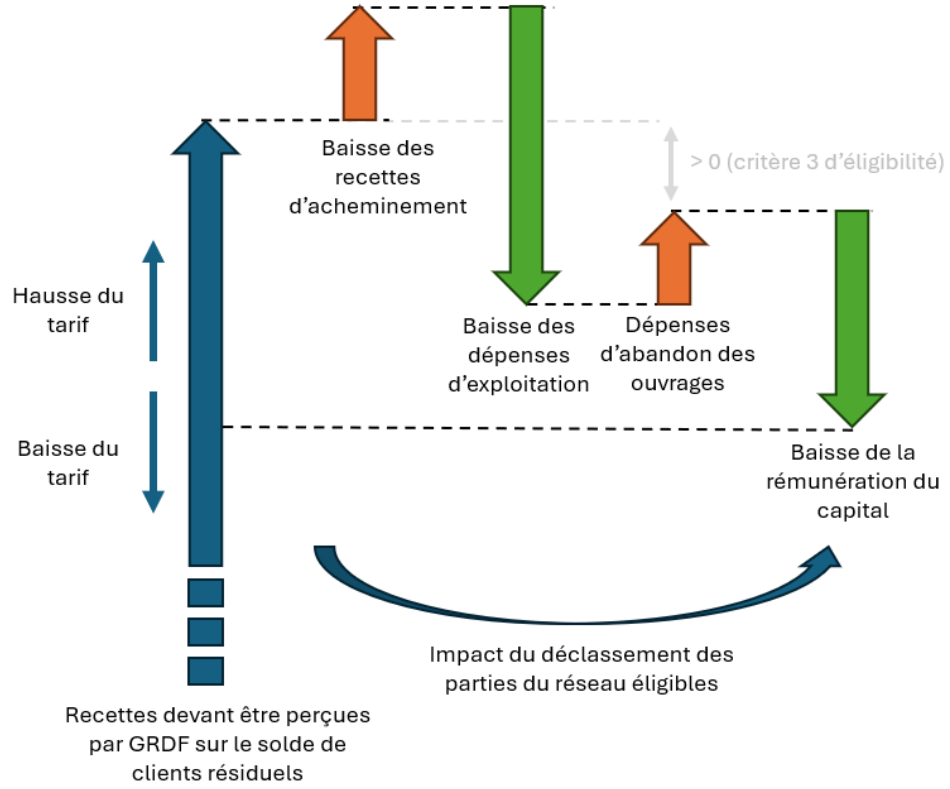


Figure 52 : Impacts économiques cumulés jusqu'en 2050 d'un déclassement de certains réseaux éligibles selon les critères retenus

Le retrait des ouvrages déclassés de la base des actifs régulés de GRDF entraîne un amortissement exceptionnel de leur valeur nette comptable résiduelle. Cet amortissement est neutre à long terme mais qui provoque une hausse ponctuelle du tarif d'acheminement (cf. figure suivante).

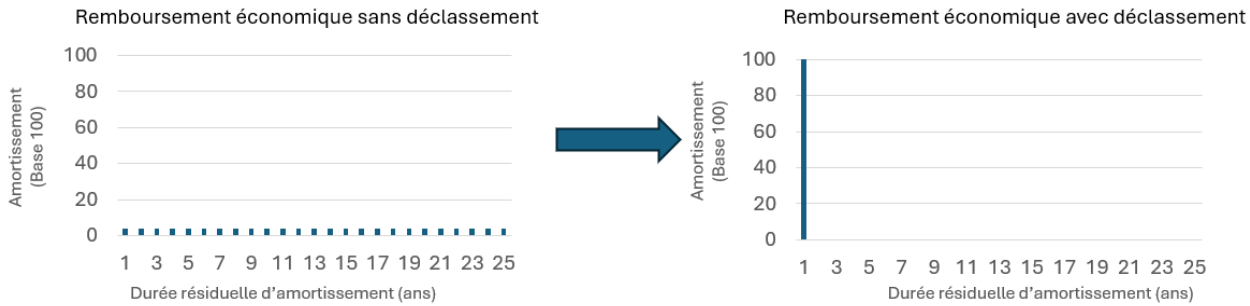


Figure 53 : Phénomène d'anticipation de l'amortissement de la valeur nette comptable résiduelle, neutre à long terme

4.2.8 Modélisation de l'évolution du tarif d'acheminement

Pour quantifier l'impact d'un déclassement de réseau sur l'équilibre tarifaire d'un territoire d'étude, les recettes d'acheminement et les dépenses d'exploitation ont été modélisées jusqu'en 2050 sur la base de la méthodologie présentée précédemment, selon deux hypothèses : avec et sans déclassement des ouvrages identifiés comme éligibles.

Au regard des éléments publiés par la CRE dans l'ATRD7 et faute d'information disponible sur la composition de la base d'actifs régulés (montants, années d'entrée dans la BAR et durées de remboursement

économique associées), la base d'actifs régulés, et donc les charges de capital normatives, ont été supposées constantes jusqu'en 2050 (cf. justification en annexe 7.5).

Sur chaque territoire, la proportion recettes d'acheminement / dépenses d'exploitation a été calculée pour l'année 2022. Cet équilibre initial, propre à chaque concession, reflète le niveau de participation du territoire au mécanisme de péréquation tarifaire et la performance relative de la concession dans ce mécanisme de solidarité. L'hypothèse retenue est de conserver, jusqu'en 2050, ce même équilibre recettes-dépenses d'exploitation.

Pour chaque année, la hausse théorique des recettes nécessaires afin de maintenir cet équilibre a été calculée, dans les deux scénarios (avec et sans déclassement). Les résultats montrent que le déclassement des ouvrages éligibles permet de contenir la hausse du tarif d'acheminement tout en maintenant la participation au système de péréquation tarifaire.

Dans l'exemple ci-dessous (Allier, PG24), le déclassement des ouvrages éligibles selon les critères retenus conduit à limiter la hausse tarifaire de +6,6%.

					Equilibre recettes/dépenses pour maintenir l'équilibre de la péréquation tarifaire : 1,84	
Année	**Nombre d'usagers**	**Consommation totale (GWh)**	**Recettes totales (M€)**	**Charges d'exploitation totales (M€)**	**Recettes/charges**	**Hausse des recettes nécessaire pour maintenir l'équilibre de la péréquation de 2022**
2022	71 609	1 541	21,5	11,7	1,84	
2023	70 893	1 494	21,1	11,6	1,82	1,2%
...	...	...	...	...	...	...
2049	54 591	632	13,2	9,6	1,37	34,3%
2050	54 045	608	13,0	9,5	1,36	35,6%
Situation après déclassement des ouvrages éligibles :						
2050	53 197	596	12,8	9,3	1,38	33,3%
				Impact du déclassement des ouvrages sur la hausse des recettes nécessaire :		**-6,6%**

Figure 54 : Exemple de calcul de l'impact du déclassement des ouvrages éligibles sur la hausse des recettes d'acheminement nécessaire (Allier - PG24)

4.2.9 Axes d'amélioration de la méthodologie mise en œuvre

La méthodologie mise en œuvre se base exclusivement sur des données en libre accès, ce qui permet à la fois une reproductibilité sur différents territoires et une transparence accrue. Elle présente toutefois certaines limites et axes d'amélioration, détaillés ci-après.

- Caractéristiques techniques du réseau : faute d'accès aux données détaillées (diamètre des canalisations, niveaux de pression, …), la modélisation du cheminement du gaz dans les réseaux n'a pas pu être réalisée via un logiciel d'écoulement des flux. L'intégration de ces paramètres permettrait d'affiner le calcul de la densité énergétique de chaque tronçon. ;
- Localisation des consommations : environ 60% des consommations ont pu être géolocalisées à la maille adresse, laissant 40% des consommations non localisées précisément. Une meilleure connaissance de la localisation des consommateurs permettrait de modéliser plus finement les flux de gaz et les caractéristiques de chaque segment du réseau ;

- Evolution du nombre d'usagers : les documents de planification existants (scénario opérateurs, SFEC, PPE…) projettent une trajectoire de baisse des consommations (GWh / TWh), mais n'intègrent pas d'évolution du nombre de consommateurs de la distribution publique de gaz. Disposer de trajectoires précises concernant la baisse du nombre d'usagers, notamment selon les reports attendus vers d'autres énergies, permettrait d'affiner les projections des équilibres tarifaires ;
- Répartition des baisses d'usagers : par défaut, la diminution du nombre d'usagers est appliquée de manière uniforme à l'ensemble des points de consommation. Or, dans les faits, certains consommateurs quitteront le gaz et d'autres resteront, selon des critères objectifs (nature de l'habitat, politiques publiques locales, etc.). Une répartition spatiale plus fine, basée sur des critères objectifs comme de futures politiques publiques, permettrait de modéliser de manière plus juste son impact sur la distribution publique de gaz et les réseaux de distribution ;
- Charges d'exploitation : les informations publiques restent limitées. Les données les plus précises à la disposition du public sont rendues disponibles dans les CRAC et proviennent d'une reconstitution par GRDF via un système complexe de clés de répartition, sans détail suffisant. Une meilleure transparence sur la formation des charges d'exploitation faciliterait l'évaluation et la projection des dépenses nécessaires pour entretenir certaines parties de réseau ;
- Horizon temporel : le critère d'éligibilité au déclassement repose actuellement sur l'analyse des recettes et dépenses sur la période 2022-2050. En intégrant des hypothèses crédibles sur l'évolution des consommations de gaz au-delà de 2050, il serait possible de prolonger la modélisation (par exemple sur une période glissante de 25 ans : 2040-2065, 2041-2066, etc…), afin d'anticiper les parties du réseau qui deviendront éligibles à long terme à un déclassement ;
- Base d'actifs régulés (BAR) : l'absence d'information publique détaillée (détail des montants par année, amortissements économiques restants, etc.) limite la modélisation des charges de capital normatives. Une transparence accrue de la CRE sur la composition de la BAR permettrait de simuler plus précisément différents scénarios d'évolution de la distribution publique de gaz.

5 RESULTATS

Résumé de la section

La méthodologie d'analyse des optimisations du réseau de distribution de gaz a été appliquée à trois départements représentatifs de configurations territoriales (rural, périurbain et urbain). Les résultats montrent des écarts significatifs selon la densité énergétique et les caractéristiques locales.

Sur le département de l'Allier (territoire rural), 18,4% du réseau (312 km) présente des valeurs d'usage, principalement liées à l'injection de biométhane. La densité énergétique moyenne du réseau est de 0,87 MWh/ml, inférieure à la moyenne nationale de 1,17 MWh/ml.

Selon les scénarios d'évolution des consommations pris en compte, entre 6,0% et 11,5% du réseau de distribution pourrait être optimisé et serait éligible à un déclassement. Ces déclassements permettraient une optimisation tarifaire de -6,6% à -9,5% selon les scénarios. Les parties identifiées incluent des dessertes complètes de communes comme Saint-Sornin et Buxières-les-Mines.

Sur le département de la Haute-Savoie (territoire périurbain), 9,4% du réseau (187 km) a des valeurs d'usage, majoritairement pour l'injection de gaz renouvelable. La densité énergétique moyenne est de 1,35 MWh/ml.

Contrairement à l'Allier, peu de canalisations ont été identifiées comme éligibles à un déclassement. Seuls 22,5 km de canalisations ont été identifiées dans le scénario Perspectives Gaz 2024 (1,1% du réseau), et 47,9 km dans le scénario de baisse très importante des consommations (2,2% du réseau). Les configurations de déclassement potentiel sont principalement de courts tronçons dispersés sur l'ensemble du territoire. L'optimisation tarifaire reste limitée à -1,8% au maximum, reflétant un réseau globalement dense et performant.

Le département du Rhône, représentatif des territoires urbains denses, affiche la plus forte densité énergétique moyenne des trois territoires étudiés (1,62 MWh/ml, soit 38% supérieure à la moyenne nationale), avec seulement 3,2% de réseau sanctuarisé pour des valeurs d'usage concentrées sur l'alimentation des industries spécifiques et l'appoint-secours aux réseaux de chaleur.

Cette configuration urbaine dense limite significativement le potentiel de déclassement à 1,0% à 1,6% du réseau selon les scénarios, avec un maximum de 130,8 km de canalisations dans le scénario de « baisse amplifiée ». Contrairement aux autres territoires, aucune desserte communale complète n'est identifiée comme éligible. Les déclassements concernent principalement des extensions périphériques ou des dessertes de zones d'activités faiblement consommatrices, dispersées géographiquement. L'impact tarifaire demeure très modeste, plafonné à -2,1% dans le scénario le plus défavorable.

Certains paramètres influencent particulièrement les résultats présentés et le linéaire identifié comme éligible à un déclassement : la répartition des charges d'exploitation (multiplication par 5 du linéaire éligible selon l'affectation réseau/client retenue) et les coûts d'abandon (multiplication par 3 selon les coûts retenus).

5.1 Sur le département de l'Allier

5.1.1 Le réseau de distribution en 2022

Près de 18,4% du réseau de distribution de l'Allier est associé à des valeurs d'usage, avec 312 km identifiés au total, dont une large majorité concerne l'injection de biométhane :

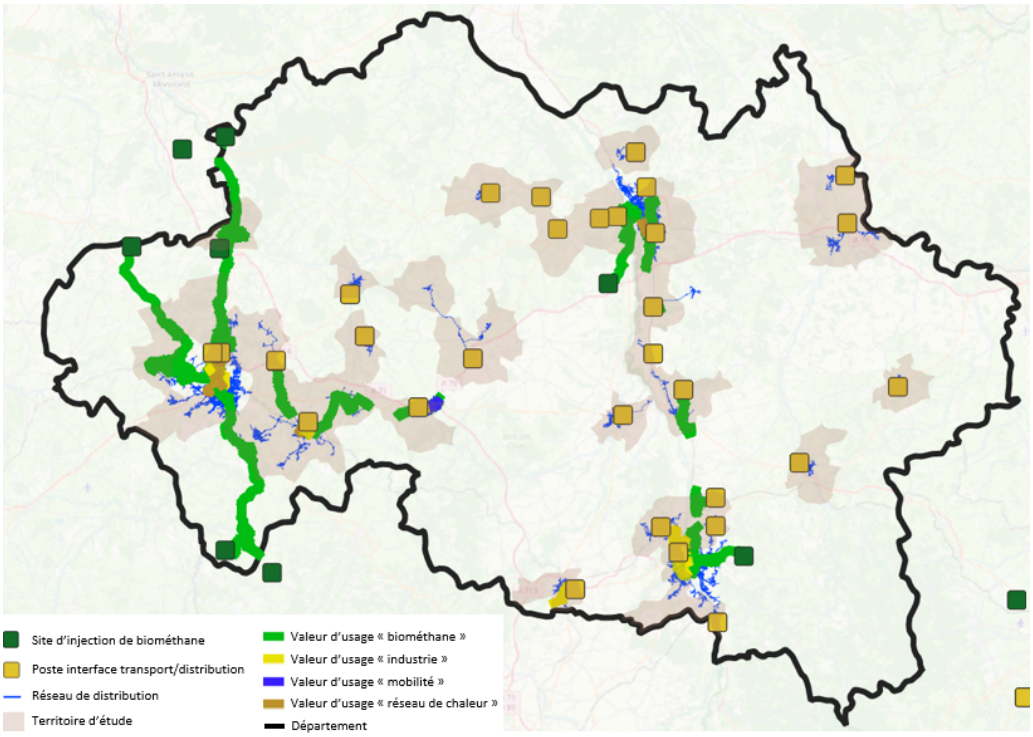


Figure 55 : Canalisations à valeur d'usage sur l'Allier

Sur le département, en 2022, la densité énergétique moyenne du réseau de distribution de gaz est de 0,87 MWh/ml[37], ce qui est inférieur à la moyenne nationale des réseaux exploités par GRDF qui est de 1,17 MWh/ml[38].

Sur le département, certaines poches de gaz sont plutôt denses énergétiquement (poche principale de Vichy notamment avec 1,3 MWh/ml), quand d'autres ont une densité énergétique plutôt faible en 2022 (poche de gaz de Commentry par exemple, avec 0,5 MWh/ml).

[37] *1 544 GWh acheminés pour une longueur de 1 777 km en 2022*

[38] *241 539 GWh acheminés pour 205 809 km de réseau en 2022*

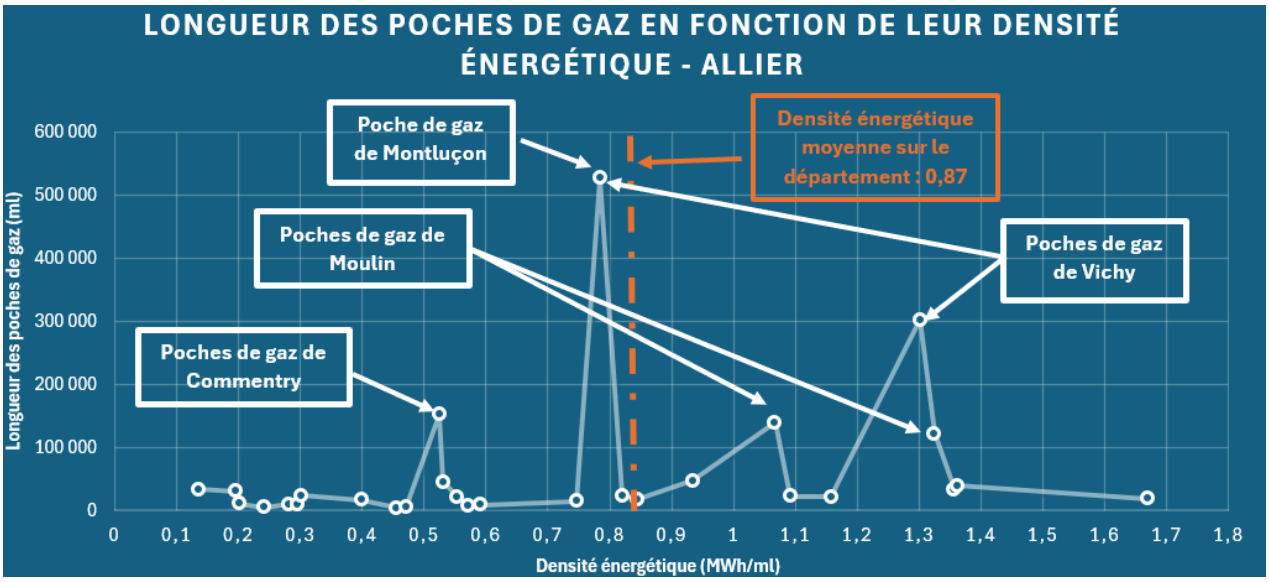


Figure 56 : Focus sur la densité énergétique de quelques poches de gaz de l'Allier

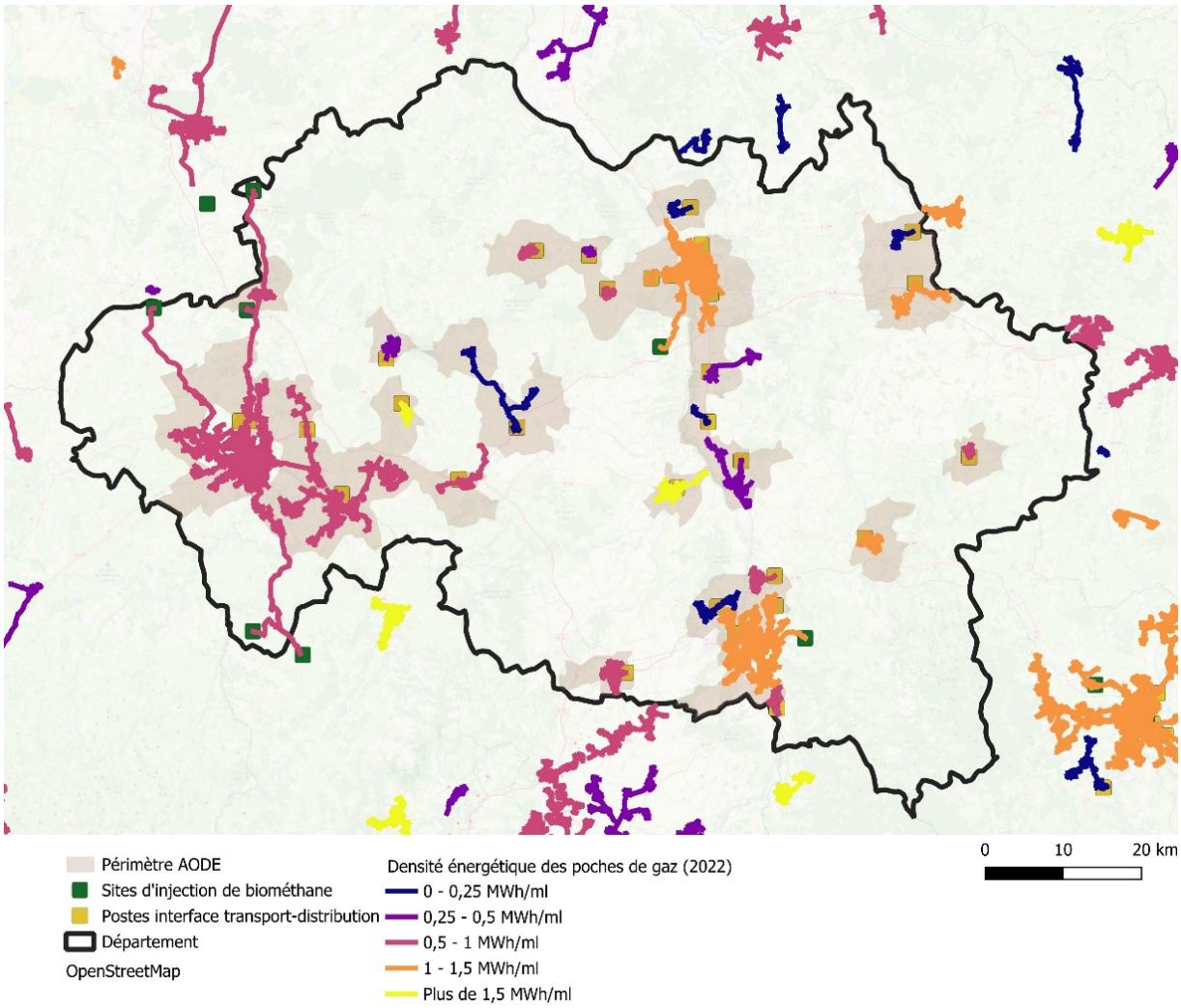


Figure 57 : Visualisation des densités énergétiques des différentes poches de gaz de l'Allier (à droite)

La densité de chaque partie du réseau de distribution de gaz du département est présentée sur le graphique ci-après en 2022.

Près de 667 km de canalisations sans valeur d'usage ont une densité énergétique inférieure à 0,5 MWh/ml. Une très grande majorité des canalisations avec une faible densité énergétique sont des canalisations avec une valeur d'usage, notamment concernant l'injection de biométhane.

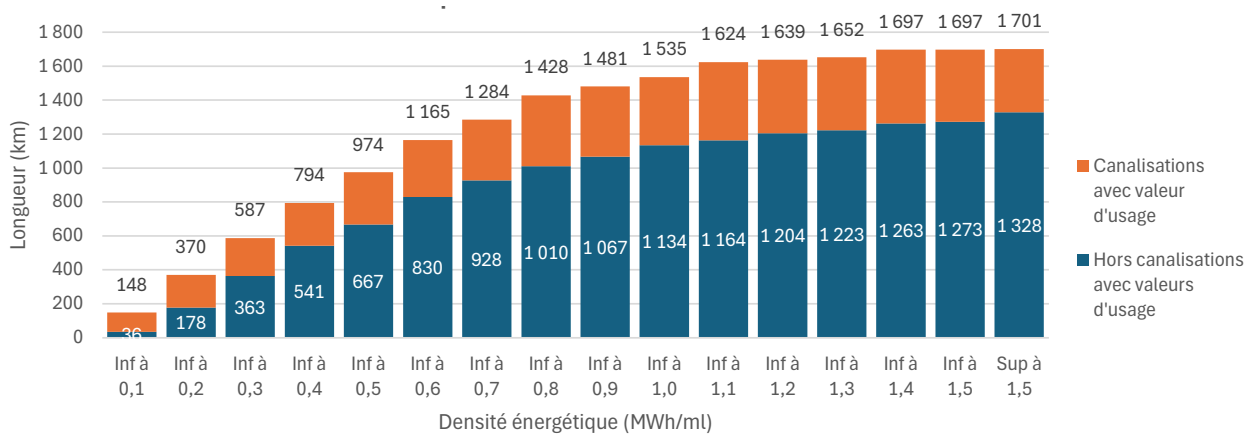


Figure 58 : Longueur de canalisation par densité énergétique - Département de l'Allier - Situation 2022

5.1.2 Projections jusqu'en 2050

Le tableau ci-dessous présente les évolutions du nombre d'usagers et des quantités acheminées à horizon 2030, 2035 et 2050 dans les différents scénarios d'études au regard de la typologie des consommateurs de l'Allier :

Scénario d'étude	Situation 2022	Projection 2030 *(évolution / à 2022)*	Projection 2035 *(évolution / à 2022)*	Projection 2050 *(évolution / à 2022)*
PG24	71 609 usagers 1 541 GWh	66 077 usagers (-7,7%) 1 211 GWh (-21,4%)	62 839 usagers (-12,2%) 1 015 GWh (-34,1%)	54 045 usagers (-24,5%) 729 GWh (-52,7%)
SFEC		60 923 usagers (-14,9%) 1 322 GWh (-14,2%)	55 069 usagers (-23,1%) 988 GWh (-35,9%)	40 672 usagers (-43,2%) 421 GWh (-72,7%)
Baisse amplifiée		51 658 usagers (-27,9%) 1 043 GWh (-32,3%)	42 121 usagers (-41,2%) 769 GWh (-50,1%)	54 045 usagers (-68,1%) 223 GWh (-85,5%)

5.1.3 Canalisations éligibles à un déclassement dans le scénario PG24

Dans le scénario PG24, les baisses de consommations et d'usagers prévues amènent à identifier 107,5 km de réseau de distribution éligibles à un déclassement, localisés sur la carte ci-après :

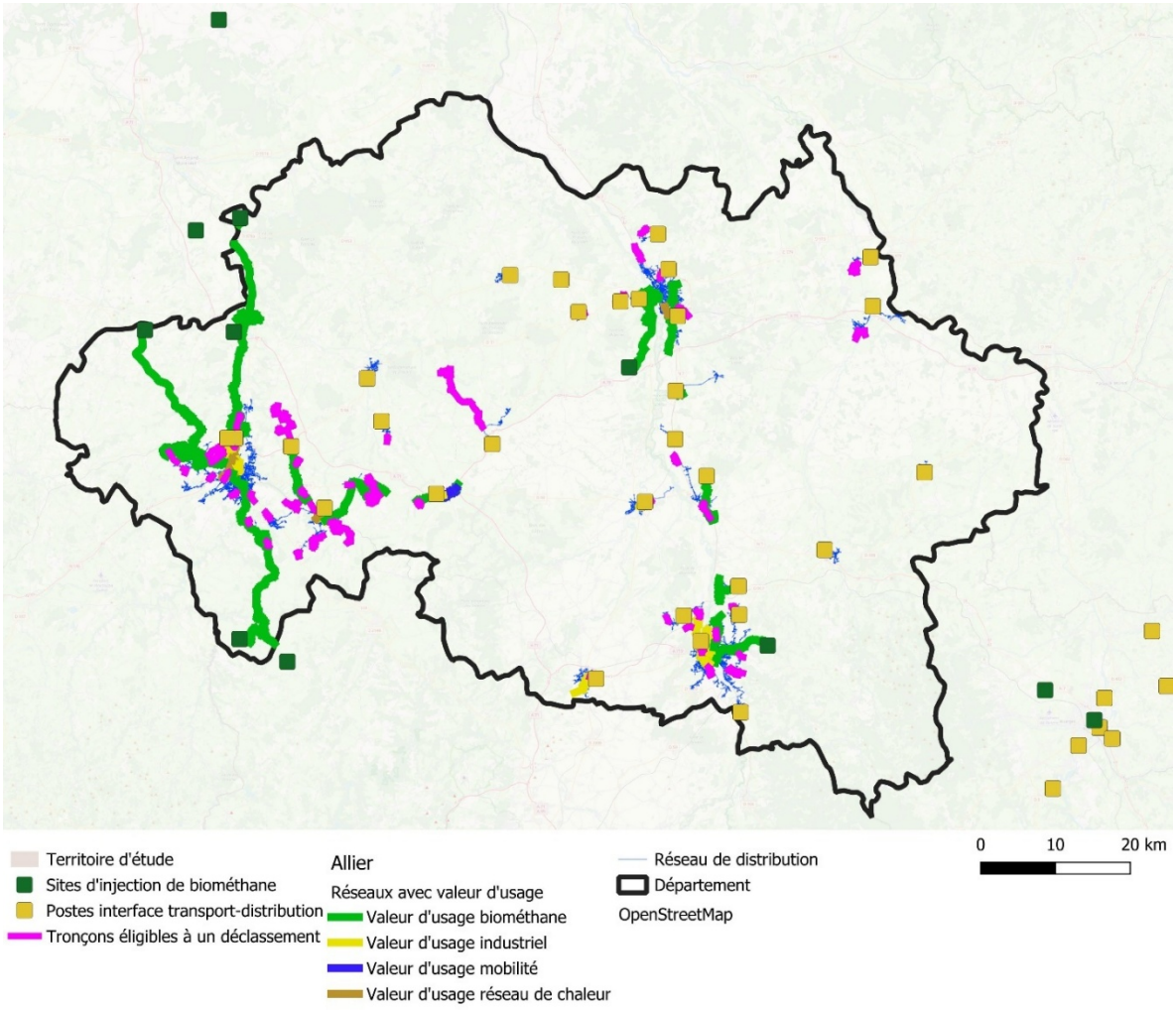


Figure 59 : Localisation des canalisations éligibles à un déclassement (Allier, PG24)

La totalité des 107,5 km de canalisations identifiées comme éligibles à un déclassement a une densité énergétique en 2022 inférieure à 0,3 MWh/ml :

- Entre 0 et 0,1 MWh/ml : 4,9 km
- Entre 0,1 et 0,2 MWh/ml : 74,2 km
- Entre 0,2 et 0,3 MWh/ml : 28,4 km

La plus grande partie de réseau du territoire éligible à un déclassement est celle qui sert à la desserte des communes de Saint-Sornin (03260) et de Buxières-les-Mines (03046) *(carte du milieu ci-dessous)*. En 2022, les consommations identifiées sur ces communes sont de 1 677 GWh pour 111 usagers, principalement résidentiels, pour un linéaire 14,9 km, soit une densité énergétique moyenne de 0,11 MWh/ml.

D'après la modélisation, les recettes d'acheminement cumulées jusqu'en 2050 générées par ce sous-réseau sont de 131,6 k€, les dépenses d'exploitation cumulées jusqu'en 2050 de 181,4 k€, soit une perte cumulée de 49,2 k€ d'ici 2050. Les investissements nécessaires pour abandonner ce sous réseau sont de 47 k€.

D'autres exemples de parties du réseau éligibles au déclassement d'après les critères retenus sont présentés ci-dessous. Les parties identifiées peuvent être de différentes natures : soit des dessertes totales de certaines communes, soit des lotissements ou des quartiers au sein d'une commune desservie.

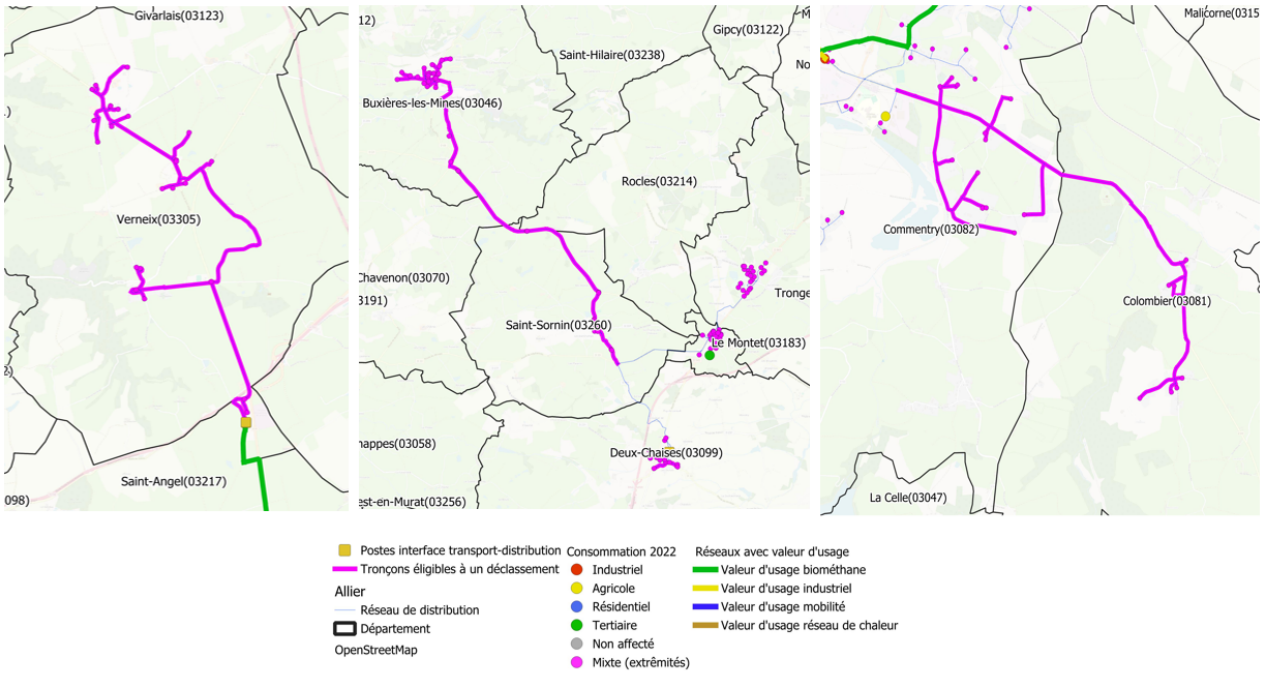


Figure 60 : Focus sur plusieurs parties du réseau éligibles à un déclassement (Allier, PG24)

Les modélisations ont été réalisées pour l'ensemble des scénarios d'études (cf. partie 3) ainsi que dans le cas où la consommation et le nombre d'usagers de 2022 devaient rester stables. Le graphique ci-dessous présente, pour chacun de ces scénarios, la longueur totale de canalisations éligibles au déclassement d'après les critères retenus, comprise entre 2,4% et 11,5% de la longueur totale du réseau de distribution.

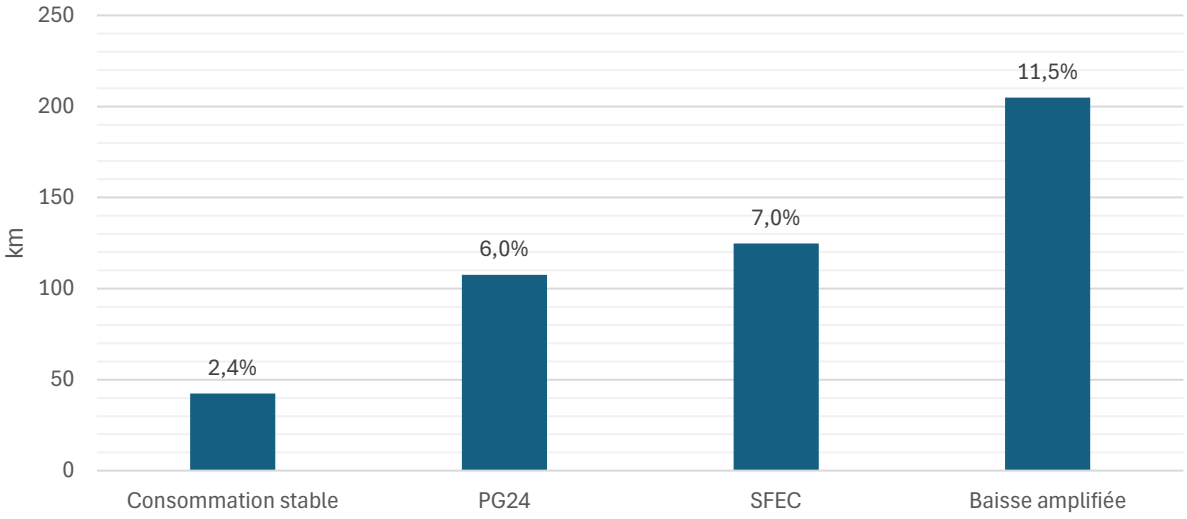


Figure 61 : Longueur de canalisations éligible au déclassement dans les différents scénarios d'études (km) – Allier

Une partie mineure du réseau de distribution (2,4%) serait d'ores et déjà éligible à un déclassement même si les consommations de gaz et le nombre d'usagers devaient rester au niveau de 2022 jusqu'en 2050. Il

s'agit de parties du réseau de distribution déjà faiblement denses énergétiquement en 2022, comme la desserte de Verneix déjà présentée ci-dessus (0,1 MWh/ml).

Dans le scénario de baisse des consommations le plus ambitieux (baisse amplifiée), près de 11% du réseau de distribution, soit 204,9 km, seraient éligibles à un déclassement. Si ces déclassements devaient avoir lieu, 848 usagers, principalement résidentiels, seraient contraints de changer d'énergie. La consommation de ces usagers en 2022 était de 12,4 GWh.

5.1.4 Synthèse des résultats dans les différents scénarios d'études

Le tableau suivant récapitule ces résultats pour les différents scénarios d'étude :

Scénario d'étude sur l'Allier	Consommation stable	PG24	SFEC	Baisse amplifiée
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (km)	42,4	107,5	124,8	204,9
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (%)	2,4%	6,0%	7,0%	11,5%
Nombre d'usagers concernés	239	848	1 079	2 231
Consommations associées (MWh)	3 200	12 355	15 382	33 558
Recettes d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	1,8	4,9	5,5	9,4
Dépenses d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	2,9	7,9	9,0	14,8
Coûts d'abandon (M€)	0,8	2,1	2,5	4,1
Impact du déclassement sur la hausse nécessaire du niveau de tarif d'acheminement de 2050[39]	-0,6%	- 6,6 %	-6,0 %	-9,5%

Ainsi, sur le territoire de l'Allier, dans les différents scénarios de réduction de la consommation de gaz, les parties du réseau identifiées comme éligibles à un déclassement selon les critères retenus pourrait permettre une optimisation du tarif d'acheminement comprise entre - 6,0% et - 9,5%.

[39] *Selon la méthodologie exposée en partie 4.2.8*

5.2 Sur le département de la Haute-Savoie

5.2.1 Le réseau de distribution en 2022

En Haute-Savoie, 9,4% du réseau de distribution est associé à des valeurs d'usage, avec 187 km identifiés au total, dont une majorité permettant l'injection de gaz renouvelable (145 km), et dans une moindre mesure l'alimentation des industries spécifiques et l'appoint-secours aux réseaux de chaleur. (cf. partie 4.2.2.6).

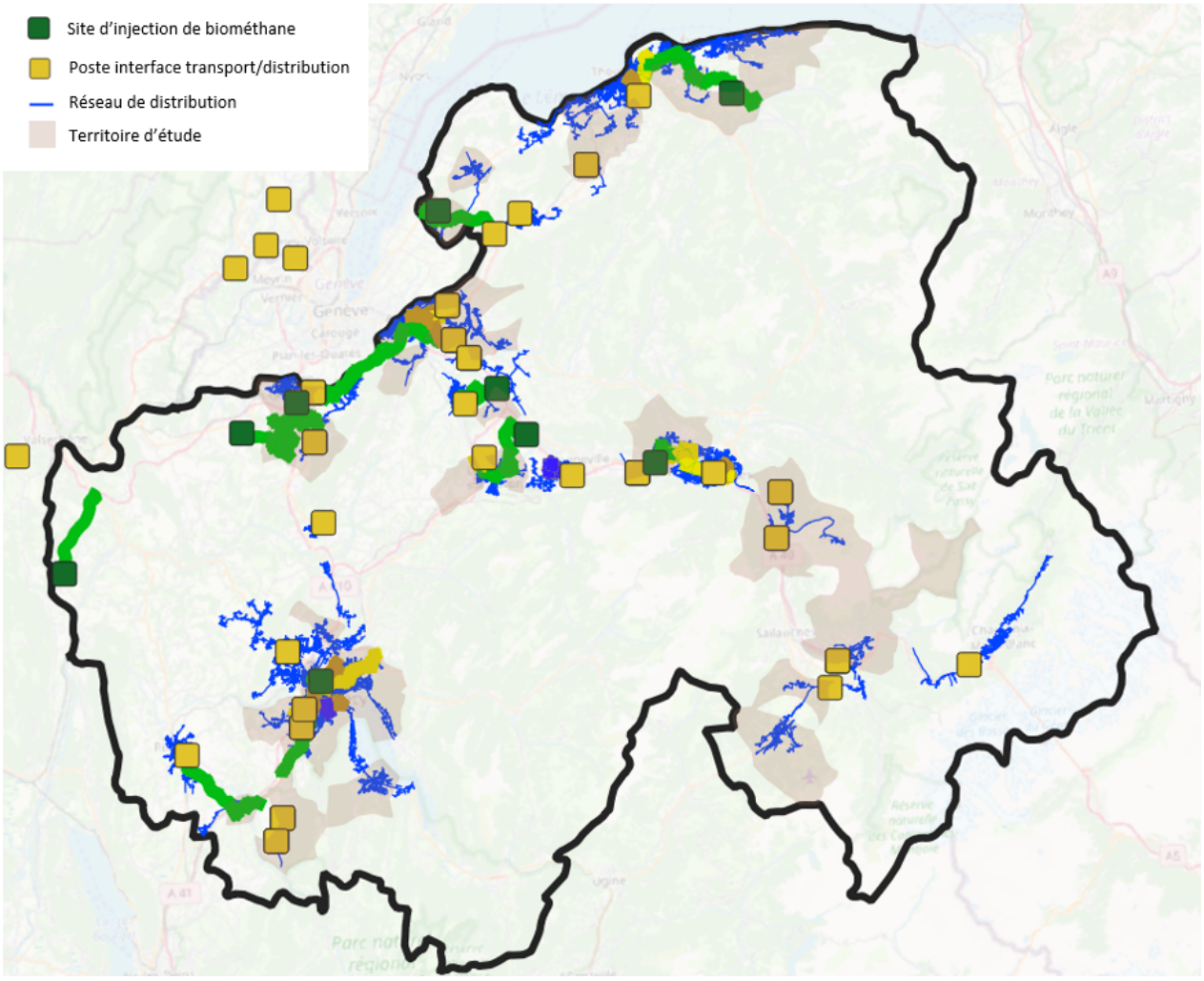


Figure 62 : Canalisations à valeur d'usage sur la Haute-Savoie

Le réseau est composé plusieurs poches de gaz distinctes, dont les principales sont celles qui permettent la desserte :

- de l'agglomération d'Annecy : 592 km et 1,51 MWh/ml de densité énergétique moyenne en 2022
- de la périphérie de Genève : 362 km pour 1,53 MWh/ml de densité énergétique moyenne en 2022
- du bord du lac Léman : 349 km pour 1,27 MWh/ml de densité énergétique moyenne en 2022

Ainsi, sur le département, en 2022, la densité énergétique moyenne du réseau de distribution de gaz est de 1,35 MWh/ml[40], supérieure à la moyenne nationale des réseaux exploités par GRDF qui est de 1,17 MWh/ml[41].

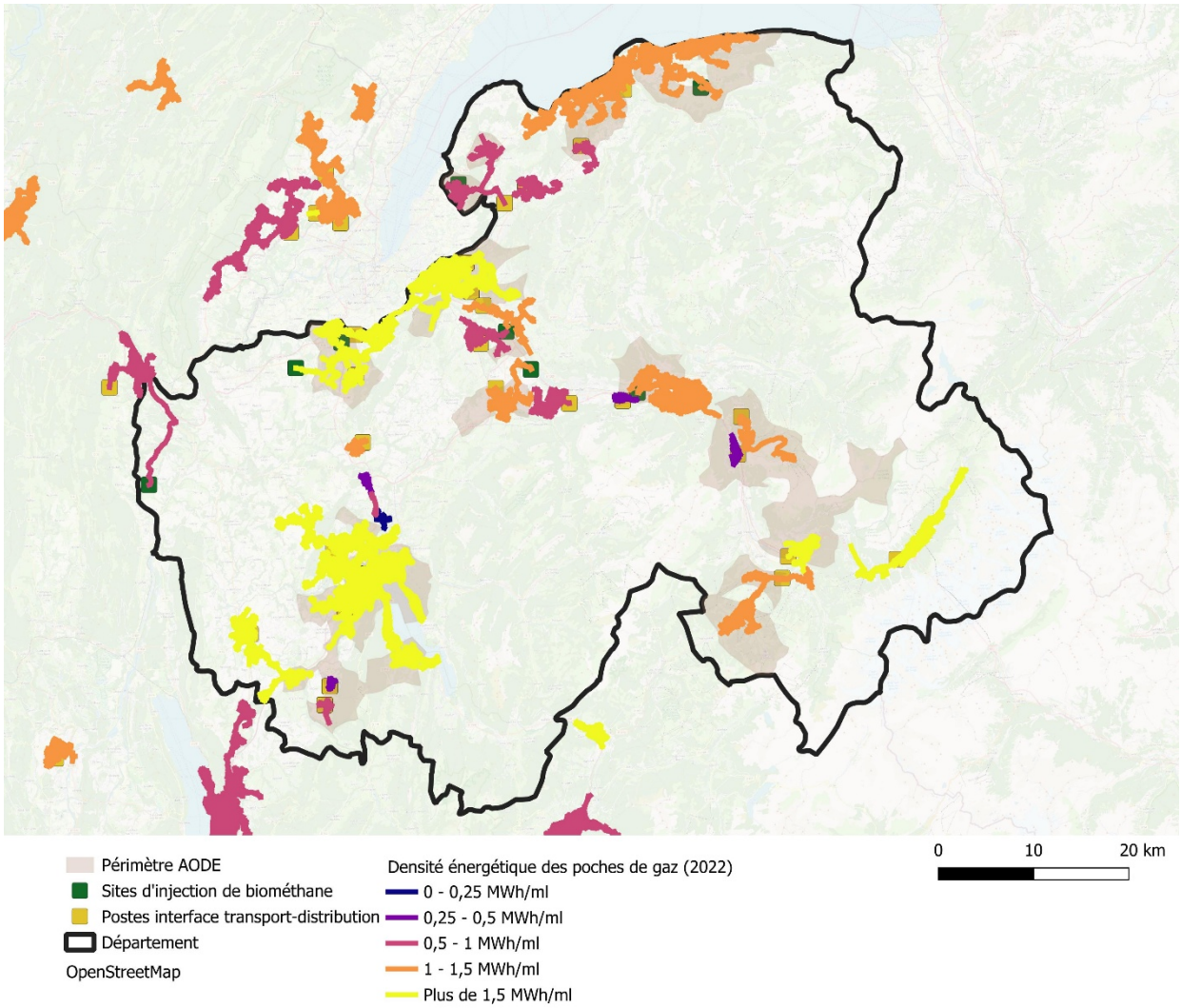


Figure 63 : Densité énergétique des différentes poches de gaz de Haute-Savoie

La longueur des parties du réseau de plus de 500 mètres en fonction de leur densité énergétique est présentée sur le graphique ci-après pour 2022. Seule une petite part du réseau (< 451 km, soit près de 20%) sans valeur d'usage a une densité énergétique inférieure à 0,5 MWh/ml, et très peu de canalisations (41 km) ont une densité énergétique jugée très faible (< 0,2 MWh/ml) en 2022.

Par ailleurs, contrairement à l'Allier, il existe une part non négligeable du réseau avec une densité énergétique supérieure à 1,5 MWh/ml, avec par exemple près de 10 km de réseau avec une densité énergétique de 10 MWh/ml.

[40] *2 889 GWh acheminés pour une longueur de 2 142 km en 2022*

[41] *241 539 GWh acheminés pour 205 809 km de réseau en 2022*

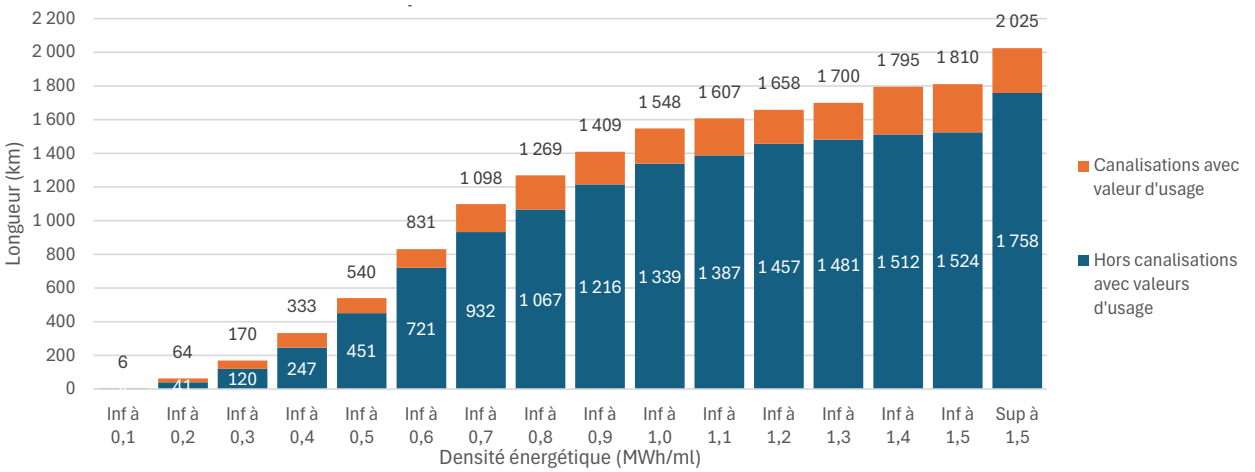


Figure 64 : Longueur de canalisation par densité énergétique - Département de Haute-Savoie - Situation 2022

5.2.2 Projections jusqu'en 2050

Le tableau ci-dessous présente les évolutions du nombre d'usagers et des quantités acheminées à horizon 2030, 2035 et 2050 dans les différents scénarios d'études au regard de la typologie des consommateurs :

Scénario d'étude	Situation 2022	Projection 2030 *(évolution / à 2022)*	Projection 2035 *(évolution / à 2022)*	Projection 2050 *(évolution / à 2022)*
PG24	129 039 usa. 2 889 GWh	119 070 usagers (-7,7%) 2 213 GWh (-21,6%)	113 235 usagers (-12,2%) 1 859 GWh (-34,1%)	97 389 usagers (-24,5%) 1 345 GWh (-52,7%)
SFEC		109 782 usagers (-14,9%) 2 439 GWh (-13,6%)	99 234 usagers (-23,1%) 1 833 GWh (-35,1%)	73 291 usagers (-43,2%) 801 GWh (-71,6%)
Baisse amplifiée		93 088 usagers (-27,9%) 1 924 GWh (-31,8%)	75 901 usagers (-41,2%) 1 425 GWh (-49,5%)	41 145 usagers (-68,1%) 424 GWh (-85,0%)

5.2.3 Canalisations éligibles à un déclassement dans le scénario PG24

Dans le scénario PG24, les baisses de consommations et d'usagers prévues amènent à identifier seulement 22,5 km de réseau de distribution éligibles à un déclassement, composés principalement de petits tronçons de raccordements répartis sur l'ensemble du territoire :

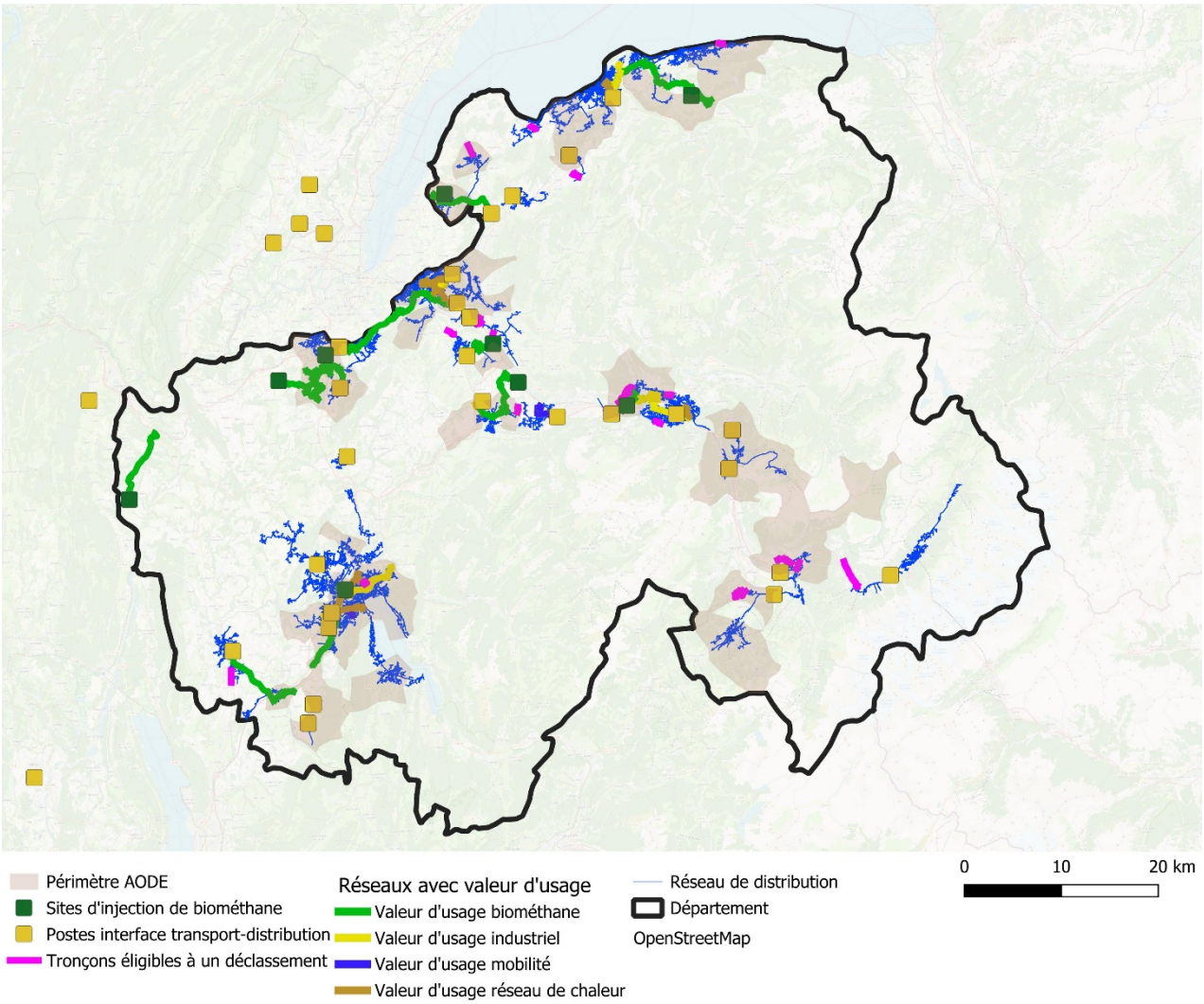


Figure 65 : Localisation des canalisations éligibles à un déclassement (Allier, PG24)

Sur ces 22,5 km de canalisations identifiées comme éligibles à un déclassement, une large partie a une densité énergétique en 2022 inférieure à 0,1 MWh/ml :

- Entre 0 et 0,1 MWh/ml : 0 km
- Entre 0,1 et 0,2 MWh/ml : 21,4 km
- Entre 0,2 et 0,3 MWh/ml : 0,5 km
- Supérieur à 0,3 MWh/ml : 0,6 km

Il s'agit généralement de canalisations de raccordement au bout desquelles aucun usager particulier n'a été identifié à la maille adresse via la méthodologie utilisée, soit en lien avec une sortie antérieure de l'énergie gaz, soit à cause d'une problématique liée à la qualité des données maille adresse utilisées.

Comparativement à l'Allier, les parties de réseau identifiées comme éligibles à un déclassement sont relativement courtes, entre 527 mètres[42] et 3,3 km. Concrètement, sur la Haute-Savoie, ces déclassements semblent donc plus compliqués à mettre en œuvre.

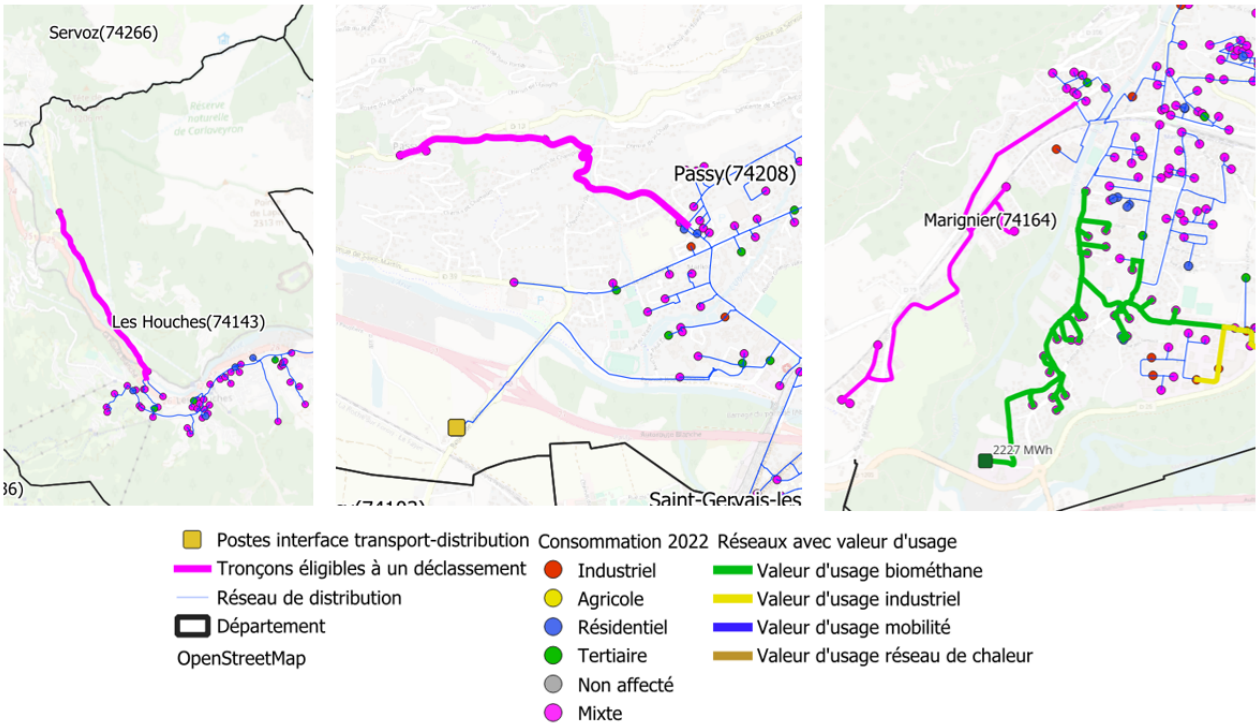


Figure 66 : Zoom sur plusieurs parties du réseau éligibles à un déclassement selon les critères retenus (Haute-Savoie, PG24)

Dans le scénario « Baisse amplifiée » où les réductions de consommation de gaz seraient plus intenses, 47,9 km de canalisations seraient éligibles à un déclassement. Par rapport à la simulation du scénario PG24, de nouveaux tronçons de raccordement deviennent éligibles.

En particulier, le réseau de desserte de la station de ski de Flaine (14,1 km, permettant 2,9 GWh de consommation en 2022, soit une densité énergétique de 0,2 MWh/ml), située sur la commune d'Arâches-la-Frasse, devient éligible à un déclassement.

En cumulé jusqu'en 2050, cette desserte permet l'obtention de 709 k€ de recettes d'acheminement et nécessite 1 014 k€ de dépenses d'exploitation, soit une perte de 305 k€ d'ici 2050 dans ce scénario. Le coût de déclassement (cf. partie 4.2.6.1) est estimé à 282 k€.

[42] *La borne minimale étant fixée à 500 mètres, conformément au critère n°1 (cf. partie 4.2.6)*

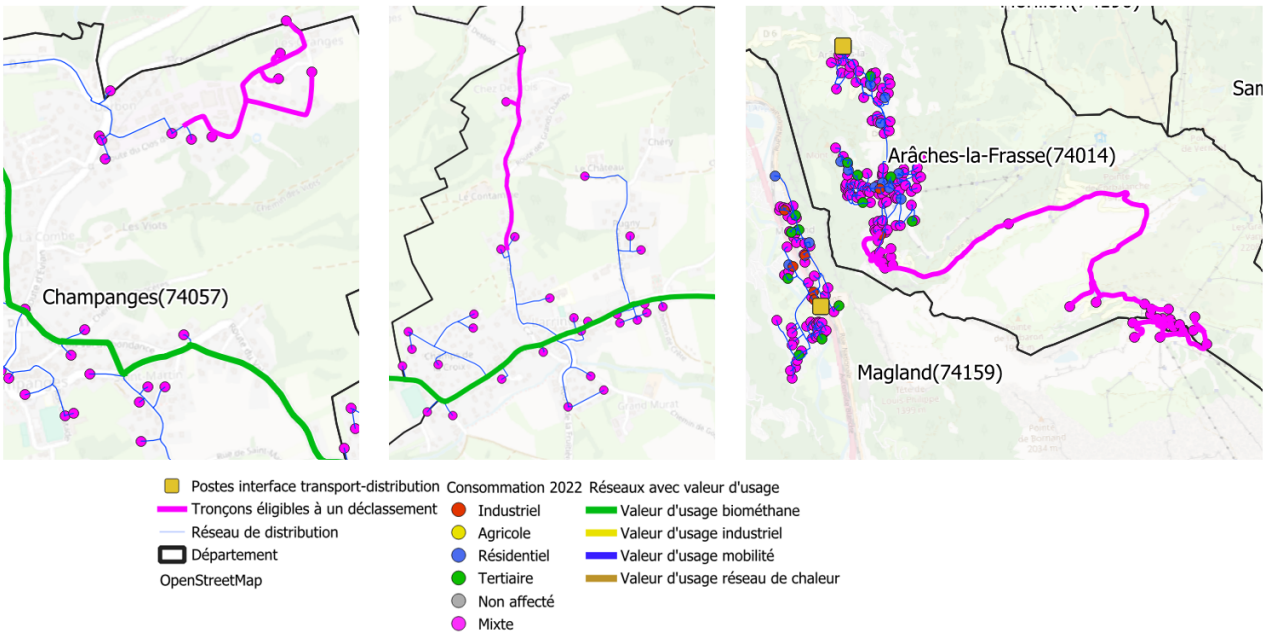


Figure 67 : Focus sur plusieurs parties du réseau éligibles à un déclassement (Haute-Savoie, baisse amplifiée)

Les consommations de gaz étant plutôt importantes sur le département de la Haute-Savoie, et le réseau plutôt dense énergétiquement, seul un faible linéaire de canalisations a été identifié comme éligible à un déclassement.

Celles identifiées sont principalement de petites longueurs (<3 km) et réparties de manière disparate sur le territoire. Contrairement à l'Allier, aucun réseau de desserte d'une commune entière n'est apparu comme éligible à un déclassement.

Le graphique ci-dessous présente, pour chacun de ces scénarios, la longueur totale de canalisations éligibles au déclassement d'après les critères retenus, comprise entre 2,4% et 11,5% de la longueur totale du réseau de distribution.

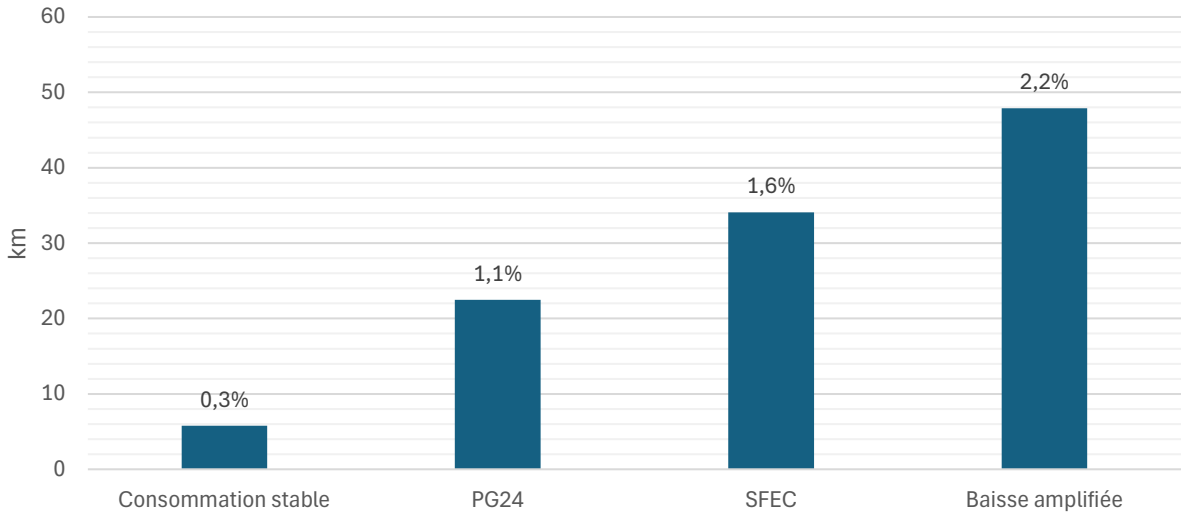


Figure 68 : Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (km) – Haute-Savoie

5.2.4 Synthèse des résultats dans les différents scénarios d'études

Le tableau suivant récapitule les résultats pour les différents scénarios d'étude :

Scénario d'étude sur la Haute-Savoie	Consommation stable	PG24	SFEC	Baisse amplifiée
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (km)	5,8	22,5	34,1	47,9
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (%)	0,3%	1,1%	1,6%	2,2%
Nombre d'usagers concernés	22	236	340	531
Consommations associées (MWh)	451	3 104	5 121	8 548
Recettes d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	0,2	1,4	1,9	2,4
Dépenses d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	0,4	2,0	2,7	3,6
Coûts d'abandon (M€)	0,1	0,5	0,7	1,0
Impact du déclassement sur la hausse nécessaire du niveau de tarif d'acheminement de 2050[43]	-0,0%	-1,1%	-1,3%	-1,8%

Ainsi, sur le territoire de la Haute-Savoie, dans les différents scénarios de réduction de la consommation de gaz, le déclassement des parties du réseau identifiées comme éligibles à un déclassement selon les critères retenus pourrait permettre une optimisation du tarif d'acheminement de 1,8%, ce qui reste très mesuré.

5.3 Sur le département du Rhône

5.3.1 Le réseau de distribution en 2022

Sur le Rhône, seul 3,2% du réseau de distribution est associé à des valeurs d'usage, avec 170 km identifiés au total, dont une majorité concerne l'alimentation des industries spécifiques (99 km) et l'appoint-secours aux réseaux de chaleur (56 km) (cf. partie 4.2.2.6). Ainsi, seulement 3,6% du réseau de distribution du Rhône est associé à des valeurs d'usage.

[43] *Selon la méthodologie exposée en partie 4.2.8*

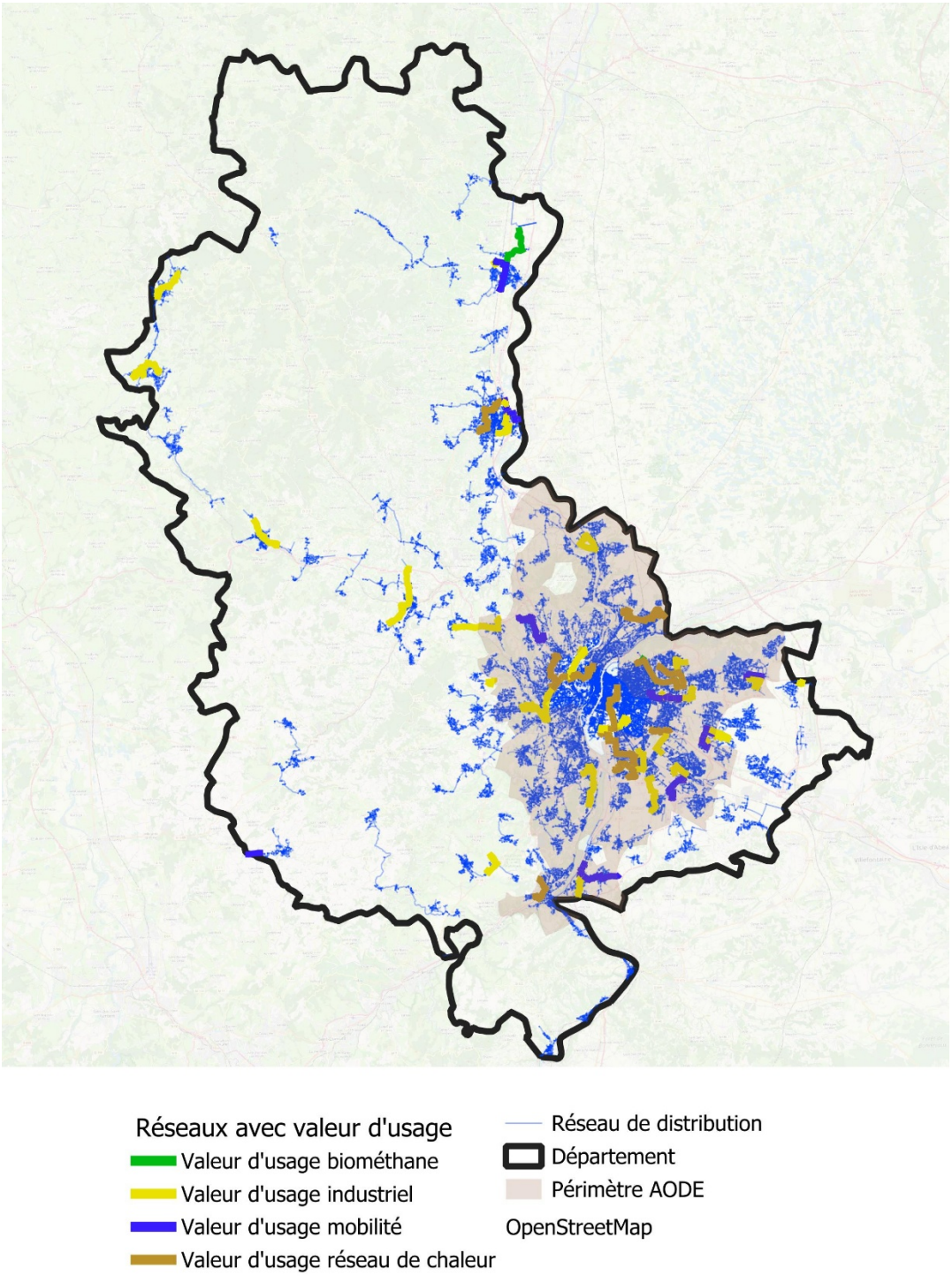


Figure 69 : Canalisations à valeur d'usage sur le Rhône

Sur le département, en 2022, la densité énergétique moyenne du réseau de distribution de gaz est de 1,62 MWh/ml[44], ce qui est supérieur à la moyenne nationale des réseaux exploités par GRDF de 1,17 MWh/ml[45].

[44] *8 013 GWh acheminés pour une longueur de 4 934 km en 2022*

[45] *241 539 GWh acheminés pour 205 809 km de réseau en 2022*

La desserte de la métropole lyonnaise est réalisée par une poche de gaz principale dont la densité énergétique est très importante avec 2,46 MWh/ml en 2022. En périphérie de cette poche de gaz principale se trouvent des poches de gaz avec des densités énergétiques plus faibles, comprises entre 0,5 et 1,0 MWh/ml. Etant donné leur proximité géographique, des opérations de maillages pourrait aisément être mises en œuvre pour les fusionner avec la poche principale.

Sur le département, il existe néanmoins des poches de gaz avec des densités énergétique plus faible, par exemple :

- Pour la desserte des communes de Taluyers et Orliénas : 0,48 MWh/ml
- Pour la desserte des communes de Saint-Jean-de-Touslas, Saint-Maurice-sur-Dargoire, Riverie, Saint-Didier-sous-Riverie, Sainte-Catherine : 0,26 MWh/ml

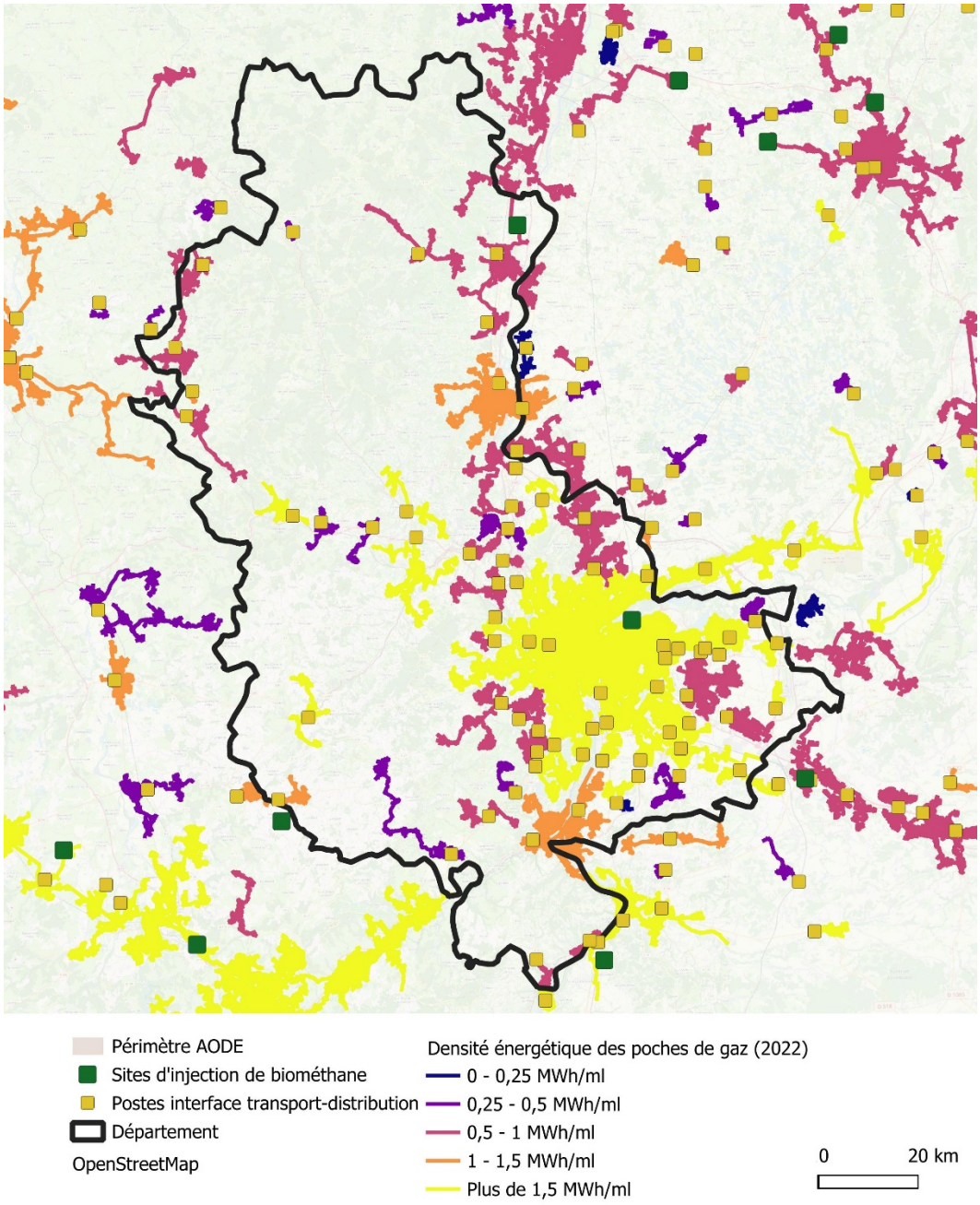


Figure 70 : Focus sur la densité énergétique des poches de gaz du Rhône

Sur le périmètre du SIGERLy, seule la desserte de Jonage fait apparaître une poche de gaz avec une densité énergétique relativement faible avec 0,50 MWh/ml.

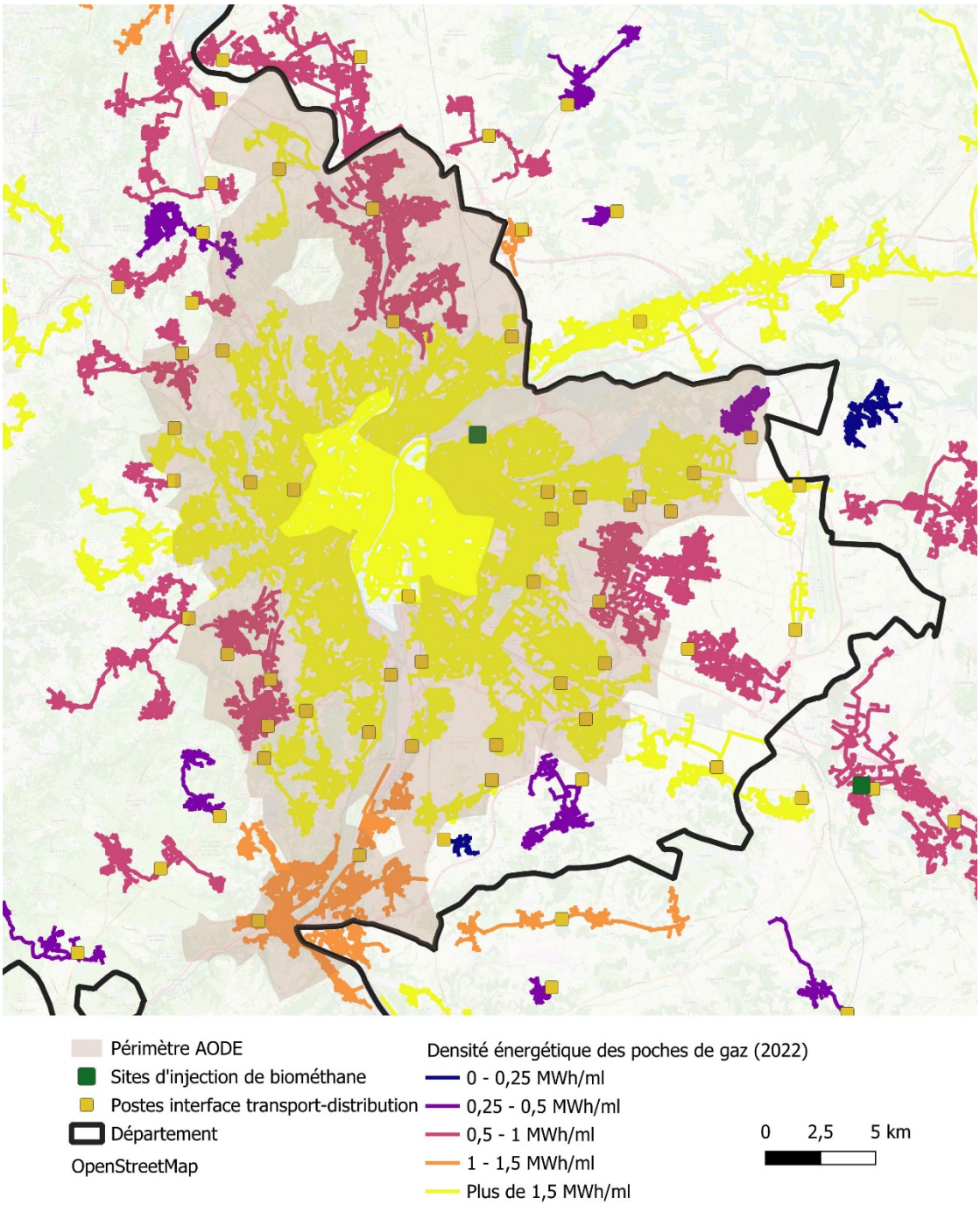


Figure 71 : Focus sur la densité énergétique des poches de gaz au périmètre du SIGERLy

La densité de chaque partie du réseau de distribution de gaz du département, calculée à partir de la modélisation des flux de gaz en chaque point du réseau, est présentée sur le graphique ci-après en 2022.

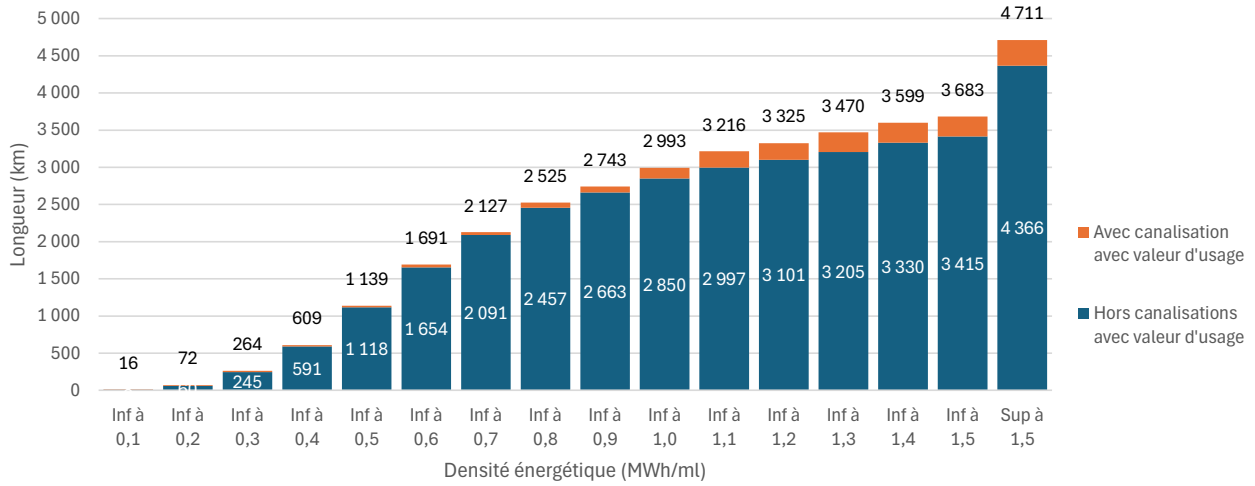


Figure 72 : Longueur de canalisation par densité énergétique - Département du Rhône - Situation 2022

Elle est significativement différente de celle du département de l'Allier et de la Haute-Savoie. En effet, les valeurs d'usages sont concentrées sur des parties du réseaux avec une densité énergétique importante, supérieure à 1,0 MWh/ml environ. De plus, une part importante du réseau – de l'ordre de 22% - présente une densité énergétique supérieure à 1,5 MWh/ml, tandis qu'une faible part de réseau – de l'ordre de 6% - a une densité énergétique jugée faible (< 0,2 ou 0,3 MWh/ml) sans qu'aucune valeur d'usage n'y soit associée.

5.3.2 Projections jusqu'en 2050

Le tableau ci-dessous présente les évolutions du nombre d'usagers et des quantités acheminées à horizon 2030, 2035 et 2050 dans les différents scénarios d'études au regard de la typologie des consommateurs :

Scénario d'étude	Situation 2022	Projection 2030 *(évolution / à 2022)*	Projection 2035 *(évolution / à 2022)*	Projection 2050 *(évolution / à 2022)*
PG24	426 688 usagers 8 013 GWh	393 724 usagers (-7,7%) 6 260 GWh (-21,9%)	374 427 usagers (-12,2%) 5 261 GWh (-34,3%)	322 029 usagers (-24,5%) 3 784 GWh (-52,8%)
SFEC		363 010 (-14,9%) 6 848 GWh (-14,5%)	328 132 usagers (-23,1%) 5 127 GWh (-36,0%)	242 348 usagers (-43,2%) 2 206 GWh (-72,5%)
Baisse amplifiée		307 808 usagers (-27,9%) 5 394 GWh (-32,7%)	250 978 usagers (-41,2%) 3 980 GWh (-50,3%)	132 052 usagers (-68,1%) 1 152 GWh (-85,5%)

5.3.3 Canalisations éligibles à un déclassement dans le scénario PG24

Dans le scénario PG24, les baisses de consommations et d'usagers prévues amènent à identifier 79,1 km de réseau de distribution éligibles à un déclassement, localisés sur la carte ci-après :

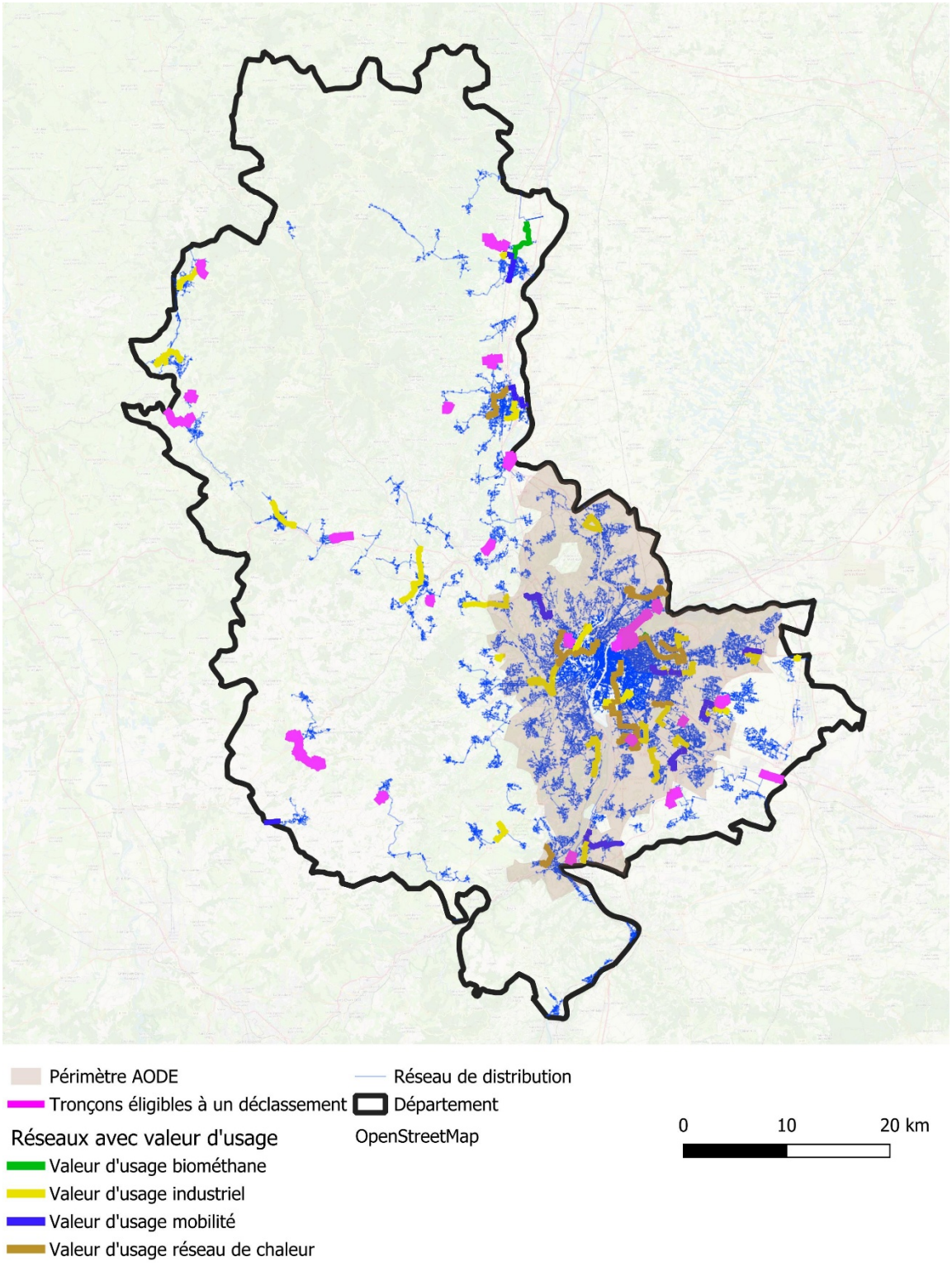


Figure 73 : Localisation des canalisations éligibles à un déclassement (Rhône, PG24)

La totalité des 79,1 km de canalisations identifiées comme éligibles à un déclassement a une densité énergétique en 2022 inférieure à 0,6 MWh/ml :

- Entre 0 et 0,1 MWh/ml : 47,2 km
- Entre 0,1 et 0,2 MWh/ml : 28,1 km
- Plus de 0,2 MWh/ml : 3,8 km

Les canalisations éligibles à des déclassements sont réparties de manière éparse sur le département, sans qu'il existe une desserte entière d'une commune qui ait été identifiée. Elles concernent principalement des extensions qui apparaissent aujourd'hui comme éligibles au regard des faibles consommations de gaz associée (cf. deux images de gauche ci-dessous), ou des dessertes de zones d'activités sans consommation importante détectée (cf. image de droite ci-dessous).

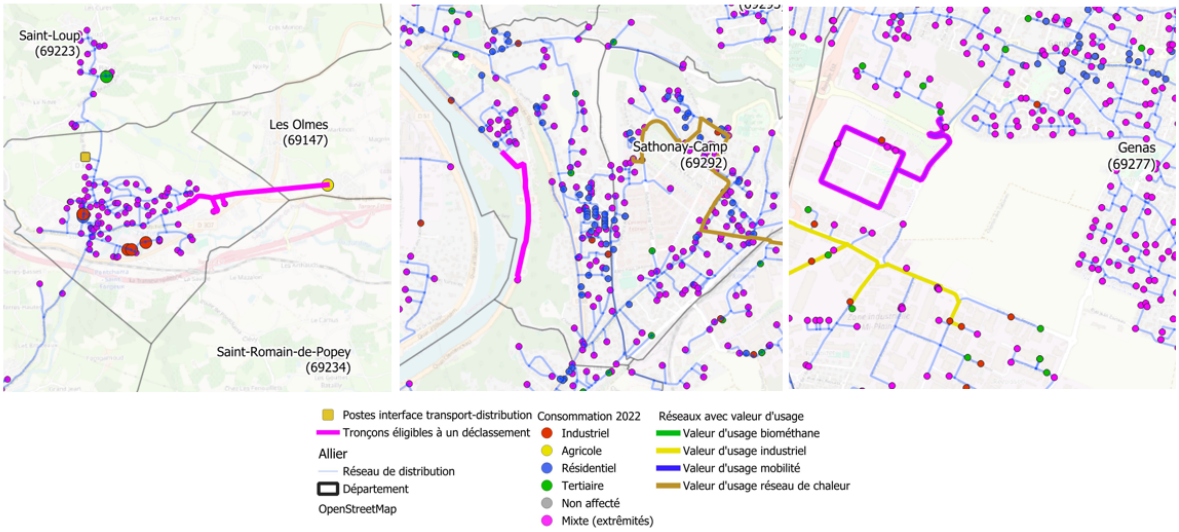


Figure 74 : Focus sur des canalisations éligibles à un déclassement (Rhône, PG24)

Les modélisations ont été réalisées pour l'ensemble des scénarios d'études (cf. partie 3) ainsi que dans le cas où la consommation et le nombre d'usagers de 2022 devaient rester stables. Le graphique ci-dessous présente, pour chacun de ces scénarios, la longueur totale de canalisations éligibles au déclassement d'après les critères retenus, comprise entre 0,7% et 1,6% de la longueur totale du réseau de distribution, ce qui reste relativement mesuré sur le territoire.

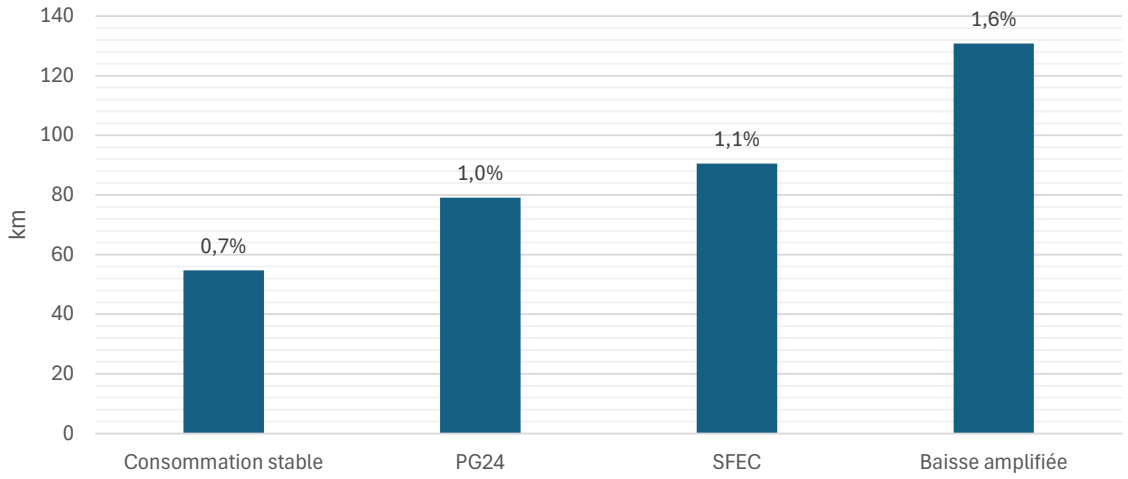


Figure 75 : Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (km) – Rhône

5.3.4 Synthèse des résultats dans les différents scénarios d'études

Le tableau suivant récapitule ces résultats pour les différents scénarios d'étude :

Scénario d'étude sur l'Allier	Consommation stable	PG24	SFEC	Baisse amplifiée
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (km)	54,7	79,1	90,5	130,8
Longueur de canalisations éligibles au déclassement dans les différents scénarios d'études (%)	0,7%	1,0%	1,1%	1,6%
Nombre d'usagers concernés	756	1 213	1 660	2 525
Consommations associées (MWh)	2 916	7 867	8 457	9 800
Recettes d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	4,0	4,8	5,1	6,7
Dépenses d'exploitation associées cumulées jusqu'en 2050 (M€)	6,0	7,5	8,2	10,7
Coûts d'abandon (M€)	1,0	1,5	1,7	2,5

Scénario d'étude sur l'Allier	Consommation stable	PG24	SFEC	Baisse amplifiée
Impact du déclassement sur la hausse nécessaire du niveau de tarif d'acheminement de 2050[46]	- 0,2%	- 1,6%	- 1,4%	-2,1%

Ainsi, sur le territoire, dans les différents scénarios de réduction de la consommation de gaz, le déclassement des parties du réseau identifiées comme éligibles à un déclassement selon les critères retenus pourrait permettre une optimisation du tarif d'acheminement comprise entre – 0,2% et – 2,1%.

5.4 Analyse de sensibilité

Conformément à la méthodologie décrite en partie 4, les principales hypothèses utilisées pour les modélisations économiques, réalisées à partir des consommations géolocalisées sur le réseau, sont les suivants :

- Paramètre 1 - la baisse du nombre d'usagers : fixée à -1,0% par an pour le scénario PG24, -2,0% dans le scénario SFEC et -4,0% dans le scénario baisse amplifiée[47] ;
- Paramètre 2 - dépenses d'exploitation : modélisées à 122,7 €/client et 1,71 €/ml de réseau, sur la base d'une affectation des charges nationales à 80% sur les usagers et à 20% sur le linéaire ;
- Paramètre 3 - coût d'abandon des canalisations déclassées : fixé à 20 €/ml, correspondant à un sectionnement tous les 50 mètres conformément au cahier des charges réglementaire *RSDG n°15* en vigueur ;

Ces valeurs constituent un cadre de référence, mais elles pourraient évoluer à l'avenir, par exemple en cas de renforcement des obligations réglementaires de surveillance des canalisations (impactant le paramètre 2) ou de modification du cadre tarifaire relatif à la prise en compte des coûts d'abandon (impactant le paramètre 3).

Une analyse de sensibilité a donc été menée sur ces paramètres, afin de mesurer leur influence sur la longueur de canalisations éligibles à un déclassement dans les différents scénarios étudiés. Les résultats de cette analyse permettent d'apprécier la robustesse des conclusions et d'identifier les paramètres les plus déterminants.

5.4.1 Sensibilité des résultats à la variation de la baisse d'usagers

La baisse du nombre d'usagers n'apparaît pas comme un paramètre particulièrement sensible, puisqu'au sein d'un même scénario de baisse des consommations, les résultats dépendent peu de ce paramètre.

Son influence devient toutefois plus marquée dans le cas de l'Allier, où la faible densité énergétique du réseau accentue l'effet de chaque usager sur l'équilibre technico-économique.

---

[46] *Selon la méthodologie exposée en partie 4.2.8*

[47] *Pour rappel, aucun des documents de planification consultés ne projette d'évolution du nombre de consommateurs gaz. La seule indication réside dans la délibération n°2024-40 de la CRE concernant l'ATRD7, qui prévoit une baisse moyenne annuelle d'environ 1,5% sur la période 2024-2027.*

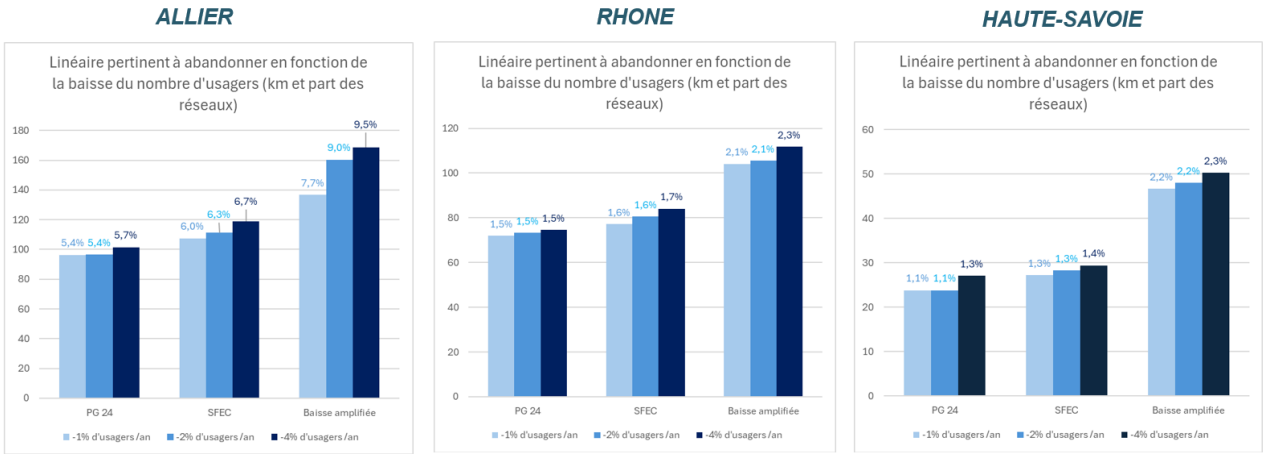


Figure 76 : Analyse de sensibilité à la variation de la baisse d'usagers

Cette faible sensibilité des résultats à ce paramètre s'explique principalement par l'hypothèse retenue : faute de pouvoir anticiper quels usagers quitteront effectivement l'énergie gaz aux horizons étudiés, la baisse du nombre d'usagers a été appliquée de manière uniforme à l'ensemble des points de consommation (cf. partie 4.2.4). Or en réalité, cette baisse du nombre d'usagers sera hétérogène : certains usagers basculeront vers d'autres énergies, tandis que d'autres resteront raccordés.

Une répartition spatiale plus fine de la baisse du nombre d'usagers, basée par exemple sur de futures politiques publiques, pourrait permettre de modéliser de manière juste son impact sur la distribution publique de gaz et les réseaux de distribution.

5.4.2 Sensibilité des résultats à la variation des dépenses d'exploitation

La répartition des charges d'exploitation retenue par défaut (80 % sur les clients et 20 % sur le réseau), correspondant à 122,7 €/client et 1,71 €/ml (cf. partie 4.2.6.3), a été déterminée en essayant d'approcher les dépenses présentées par GRDF dans les comptes rendus annuels d'activité. Ces dépenses ne sont toutefois pas des données natives, mais résultent elles-mêmes d'un système complexe de clés de répartition. C'est la raison pour laquelle ce paramètre a été soumis à une analyse de sensibilité.

Par ailleurs, les textes récents encadrant la distribution publique de gaz (arrêté du 4 mars 2021, arrêté du 6 décembre 2021, règlement européen sur les émissions de méthane…) renforcent progressivement les obligations de surveillance et de maintenance des réseaux. À l'avenir, les gestionnaires de réseaux de distribution devront auront probablement davantage de moyens financiers pour répondre à ces exigences.

Dans ce contexte, les modélisations ont également été testées, dans le cadre du scénario PG24 avec les hypothèses suivantes[48] :

- Répartition des charges à 70% sur les clients et 30% sur le réseau, correspondant à 107,4 €/client et 2,57 €/ml
- Répartition des charges à 60% sur les clients et 40% sur le réseau, correspondant à 92,0 €/client et 3,43 €/ml

[48] *L'ensemble de ces couples de valeurs permettant de retrouver la valeur nationale des charges nettes d'exploitation couvertes par le tarif d'acheminement en 2023*

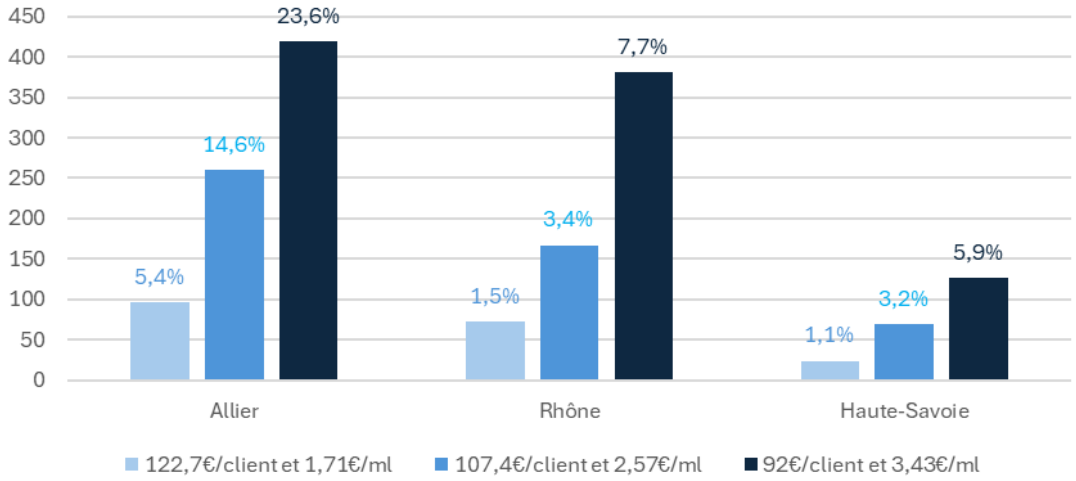


Figure 77 : Analyse de sensibilité à la variation des dépenses d'exploitation

Ce paramètre est dit sensible, car les résultats varient significativement – multiplication par 5 du linéaire éligible à un déclassement - selon les valeurs prises en compte.

En effet, plus les charges d'exploitation sont affectées au réseau, plus les zones faiblement denses en consommation et en consommateurs génèrent des charges d'exploitation comparativement aux autres zones. Ainsi, la répartition spatiale et le niveau des recettes restant inchangés, cela amène à identifier davantage de parties du réseau vérifiant le critère 3 d'éligibilité à un déclassement (cf. partie 4.2.6).

5.4.3 Sensibilité des résultats à la variation des coûts d'abandon

Dans l'étude, les coûts d'abandon ont été fixés à 20 €/ml, correspondant à un sectionnement des canalisations tous les 50 mètres conformément au cahier des charges réglementaire RSDG n°15 en vigueur.

Ce référentiel, qui a valeur réglementaire en application de l'article 22 de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, date de janvier 2005 et n'a pas été mis à jour depuis plus de vingt ans.

Or, depuis 2005, deux évolutions majeures viennent interroger la pertinence de ces prescriptions :

- les progrès techniques réalisés dans les méthodes de mise hors service et de sécurisation des réseaux, susceptibles de réduire les coûts réels d'abandon ;
- le changement d'échelle attendu avec la directive européenne 2024/1788 (cf. partie 2.7), qui impose aux gestionnaires de distribution d'élaborer des plans de déclassement : les études d'optimisation de réseau et mises hors service, pourraient devenir plus fréquentes structurantes.

Dans ce contexte, il est probable que les conditions actuelles d'abandon et leur prise en compte dans le tarif d'acheminement évoluent, soit par l'adaptation de la réglementation, soit par la mise en place de techniques plus efficientes, soit encore par un traitement différent de ces coûts (hors tarif d'acheminement).

C'est pourquoi les modélisations ont également été testées, dans le cadre du scénario PG24, avec l'hypothèse d'un coût d'abandon nul (0 €/ml).

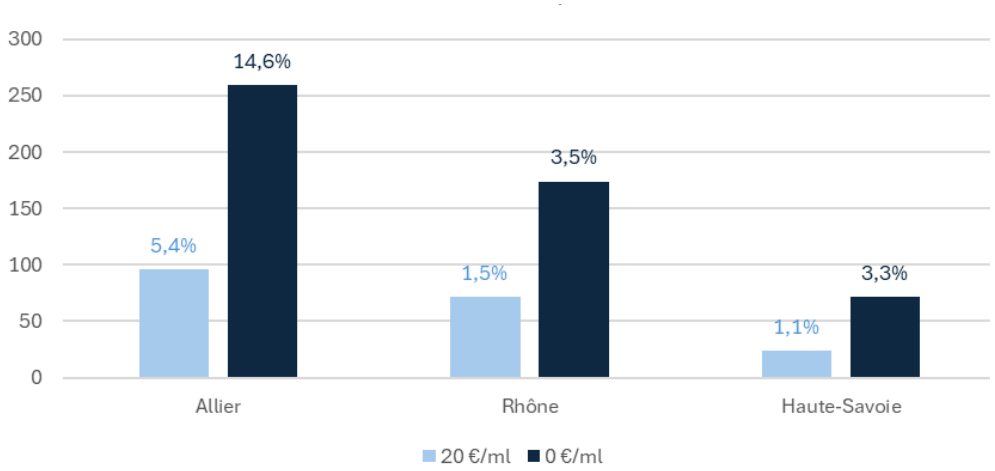


Figure 78 : Analyse de sensibilité à la variation des coûts d'abandon

Ce paramètre est considéré comme sensible, dans la mesure où les résultats varient significativement selon les hypothèses retenues : le linéaire éligible à un déclassement peut être multiplié par trois en fonction du coût d'abandon appliqué.

Les couts d'abandon apparaissent ainsi comme l'un des principaux freins à l'optimisation des réseaux de distribution dans un contexte de baisse tendancielle des consommations.

Ce constat doit amener à ouvrir des réflexions sur le mode de financement de ces coûts dans le cadre des futurs plans de déclassement, et plus largement sur la cohérence d'une politique publique multi-réseaux.

En effet, une question de fond se pose : est-il équitable que les coûts liés aux déclassements de réseaux de gaz, alors même qu'ils contribuent à la décarbonation du système énergétique et à une meilleure synergie entre les vecteurs énergies soient supportés uniquement par les usagers du gaz via le tarif d'acheminement ?

6 ENJEUX CLES POUR LA TRANSITION DES RESEAUX GAZ

La transition énergétique impose une réévaluation du modèle économique de la distribution de gaz. La baisse progressive de la consommation, la montée en puissance des gaz renouvelables et les exigences de décarbonation appellent à une adaptation coordonnée des outils de planification, du cadre contractuel et des mécanismes économiques et sociaux.

Huit enjeux principaux ont été identifiés pour accompagner cette évolution.

Enjeu 1 – Cohérence entre les études d'optimisation du réseau gaz et la planification énergétique territoriale

Dans le cadre de la réalisation des études d'optimisation et des plans de déclassement du réseau de gaz prévus par la transposition de la directive (CE) 2024/1788, il convient de garantir leur articulation avec les outils de planification énergétique locale.

L'adoption de ces plans devra être conditionnée à l'approbation des autorités organisatrices de la distribution de gaz (AODG), en tant que représentants des collectivités territoriales et garantes de l'intérêt général.

Cette gouvernance renforcerait la place des collectivités dans le processus décisionnel, afin d'assurer la cohérence territoriale et de promouvoir une approche intégrée multi-réseaux (gaz, chaleur, électricité, énergies renouvelables locales). Elle viserait à concilier les objectifs nationaux de transition énergétique avec les missions de service public et l'intérêt des usagers.

Cela suppose notamment :

- La prise en compte de schémas directeurs départementaux de développement coordonné des réseaux de distribution d'énergie ;
- La coopération avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, de chaleur, de froid, et d'hydrogène le cas échéant ;
- L'intégration des plans locaux de chauffage et de refroidissement élaborés conformément à la directive européenne sur l'efficacité énergétique (DEE 2023/1791/UE, article 25, paragraphe 6), transposée en droit français par la loi DDADUE du 30 avril 2025, pour les collectivités de plus de 45 000 habitants.

Enjeu 2 – Élaboration de schémas directeurs départementaux de développement coordonné des réseaux de distribution d'énergie

A l'échelle départementale, il est proposé d'élaborer un *« schéma directeur de développement coordonné des réseaux de distribution d'énergie dans un contexte de transition énergétique »* établi par les autorités organisatrices de la distribution de gaz (AODG), en concertation avec les concessionnaires et les collectivités concernées.

Cet outil permettrait de valoriser la connaissance fine des territoires (potentiels locaux, projets existants ou en développement) pour :

- Caractériser les usages et les services rendus par le réseau de gaz au territoire et aux usagers (valeurs d'usage) ;
- Analyser les évolutions prévisibles des consommations et l'intégration des gaz renouvelables ;
- Identifier les segments de réseau susceptibles d'évoluer à moyen ou long terme, et dont le maintien ne serait plus pertinent.

L'objectif est de disposer d'une vision partagée et transparente pour planifier les adaptations nécessaires du réseau dans le respect des missions de service public

Enjeu 3 – Évolution du modèle de cahier des charges des concessions de distribution de gaz

Il apparaît nécessaire de faire évoluer le modèle de cahier des charges du contrat de concession de distribution publique de gaz afin d'y intégrer les enjeux économiques, techniques et de report d'énergie liés à la décroissance des consommations de gaz :

- En inscrivant explicitement le *« maintien de la soutenabilité économique du réseau public de distribution de gaz »* parmi les missions dévolues au concessionnaire (article 2) ;
- En précisant les critères techniques et économiques permettant de comparer les options de maintien ou de déclassement des ouvrages, en tenant compte des valeurs d'usage (annexe spécifique) ;
- En introduisant un article dédié aux conditions et modalités de mise en œuvre du déclassement ;
- En adoptant une approche multi-réseaux, identifiant les synergies entre les réseaux de gaz, d'électricité, de chaleur et d'hydrogène le cas échéant. Elle doit permettre d'identifier les interconnexions possibles, les logiques de substitution ou de conversion énergétique, ainsi que les leviers d'optimisation territoriale, afin d'assurer la cohérence avec les objectifs de transition énergétique et de neutralité carbone (article dédié).

Cette évolution renforcerait la cohérence du cadre contractuel avec les objectifs de transition énergétique et de décarbonation.

Enjeu 4 – Anticipation de la prise en compte des coûts d'optimisation et de déclassement dans le cadre tarifaire

Pour garantir la soutenabilité économique du système de distribution de gaz à long terme, il est nécessaire d'anticiper la couverture par le tarif d'acheminement des coûts liés aux opérations d'optimisation et de déclassement du réseau.

Les dotations aux provisions pour démantèlement constituent un levier comptable essentiel pour constater dès aujourd'hui les charges futures certaines et en permettre l'intégration progressive et maîtrisée dans le tarif, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Cette approche doit s'inscrire dans le cadre du principe de péréquation tarifaire, afin de prévenir toute disparité territoriale et de préserver l'équilibre économique global du système de distribution.

Enjeu 5 – Mise en place des mécanismes de solidarité pour accompagner l'évolution du réseau de distribution de gaz

En cas d'augmentation significative du tarif d'acheminement, il pourrait être envisagé de mettre en place une prise en charge nationale par le contribuable des coûts d'abandon d'ouvrages dont le maintien ne serait plus justifié économiquement.

La création d'un fonds de péréquation dédié au développement coordonné des réseaux de distribution d'énergie permettrait de protéger les consommateurs de gaz, en particulier résidentiels, contre les hausses tarifaires induites par la dépréciation des actifs et la diminution du nombre de clients.

Enjeu 6 – Optimisation des conditions techniques et économiques de mise hors exploitation des ouvrages de gaz :

Il convient d'identifier et de mettre en œuvre les solutions technico-économiques les plus efficientes pour réaliser les opérations d'abandon d'ouvrages de gaz à moindre coût, tout en maintenant un haut niveau de sécurité pour les personnes et les biens.

Le cas échéant, une actualisation réglementaire du Règlement de Sécurité de la Distribution de Gaz (RSDG n°15 du 5 janvier 2005) pourrait être envisagée, afin de mieux encadrer les conditions de mise hors exploitation et d'abandon des équipements de réseau.

Enjeu 7 – Adaptation des critères d'extension du réseau de gaz aux évolutions de la demande

Une révision des critères d'extension du réseau public de distribution de gaz apparaît nécessaire, notamment le calcul du rapport B/I (bénéfices sur investissements) utilisé pour évaluer la rentabilité économique des extensions.

Cette révision devrait tenir compte de la décroissance progressive de la demande de gaz, afin de limiter le développement de nouvelles zones susceptibles d'être déclassées à terme, en l'absence de perspectives suffisantes de production et d'injection de biométhane à horizon 2040.

Enjeu 8 – Encadrement de la mise en œuvre des déclassements et protection des consommateurs

La mise en œuvre progressive des déclassements nécessite un cadre réglementaire sécurisé permettant :

- De limiter ou refuser l'accès à de nouveaux consommateurs de gaz dans certaines zones, ou d'interrompre la fourniture dans celles identifiées dans les plans de déclassement, sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires ;
- De mettre en place des mesures de protection spécifiques pour les consommateurs, et plus particulièrement pour les ménages résidentiels et les publics vulnérables, afin de garantir l'acceptabilité sociale des évolutions du réseau et des opérations de déclassement.

7 ANNEXES

7.1 Annexe 1 : Sigles et abréviations

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

BAR : Base d'Actifs Régulés

CEREN : Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie

CRCP : Compte de Régularisation des Charges et Produits

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

ENR : Énergie Renouvelable

GES : Gaz à Effet de Serre

GNV : Gaz Naturel pour Véhicules

GNC : Gaz Naturel Comprimé

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

INSEE : Institut National de la Statistique et des Études Économiques

LTECV : Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte

MNE : Médiateur National de l'Énergie

PCAET : Plan Climat Air Énergie Territorial

PITD : Poste Interface Transport-Distribution

RSDG : Règlement de Sécurité Distribution Gaz

SNBC : Stratégie Nationale Bas-Carbone

7.2 Annexe 2 : Transition(s) 2050, choisir maintenant, agir pour le climat

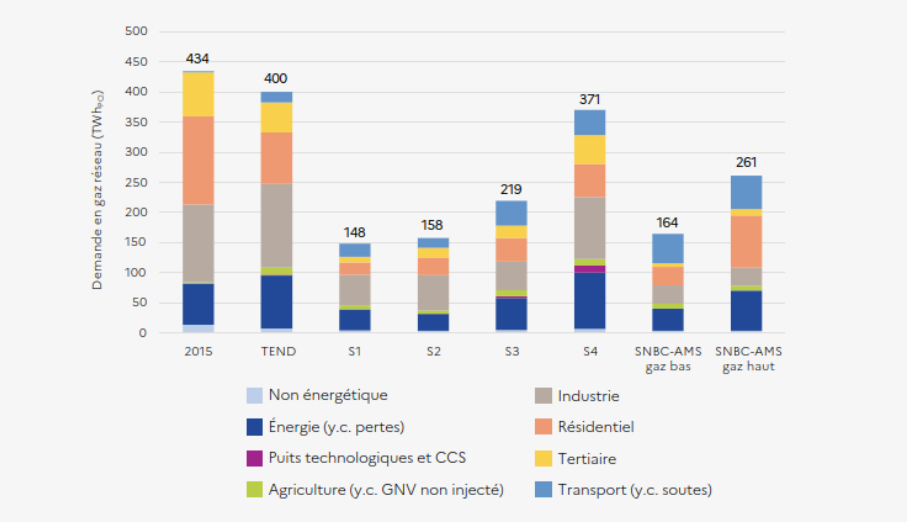
L'**ADEME** a mené de 2019 à 2021 un travail visant à proposer 4 chemins « types » cohérents et contrastés permettant d'atteindre la **neutralité carbone en 2050**. Ces 4 chemins reposent sur des données macroéconomiques, démographiques et climatiques identiques. Ils se distinguent par leurs hypothèses économiques, techniques et sociétales.

Scénario	Descriptif
Scénario S1, génération frugale	Des transformations importantes dans les façons de se déplacer, de se chauffer, de s'alimenter, d'acheter et d'utiliser des équipements, permettent l'atteinte de la neutralité carbone sans impliquer de technologies de captage et stockage de carbone, non éprouvées et incertaines à grande échelle. **La transition est conduite principalement par la contrainte et par la sobriété**. De nouvelles attentes des consommateurs, mais surtout de nouvelles pratiques, s'expriment rapidement dans les modes de consommation. La croissance de la demande énergétique qui épuise les ressources s'interrompt grâce à des innovations comportementales, organisationnelles autant que technologiques.
Scénario S2, coopérations territoriales	La société se transforme dans le cadre d'une gouvernance partagée et de coopérations territoriales. Organisations non gouvernementales, institutions publiques, secteur privé et société civile trouvent des voies de coopération pragmatique qui permettent de maintenir la cohésion sociale. Pour atteindre la neutralité carbone, la société mise sur une évolution progressive mais à un rythme soutenu du système économique vers une voie durable alliant sobriété et efficacité. La consommation de biens devient mesurée et responsable, le partage se généralise. L'évolution des valeurs de la société permet des **investissements massifs dans les solutions d'efficacité et d'énergies renouvelables**.
Scénario S3, technologies vertes	Le développement technologique permet de répondre aux défis environnementaux. Les métropoles se développent. Les technologies et le numérique, qui permettent l'efficacité énergétique, sont dans tous les secteurs. Les meilleures technologies sont déployées largement et accessibles de manière généralisée aux populations solvables. Les manières d'habiter, de se déplacer ou de travailler se rapprochent beaucoup de celles d'aujourd'hui mais gagnent en sobriété.
Scénarios S4, pari réparateur	Les enjeux écologiques globaux sont perçus comme des contreparties du progrès économique et technologique : la société place sa confiance dans la capacité à gérer, voire à réparer, les systèmes sociaux et écologiques avec plus de ressources matérielles et financières pour conserver un monde vivable. Les modes de vie du début du XXIe siècle sont sauvegardés. Mais le foisonnement de biens consomme beaucoup d'énergie et de matières avec des impacts potentiellement forts sur l'environnement.

*Figure 79 : Descriptif des 4 scénarios étudiés (**Les scénarios - Agence de la transition écologique**)*

7.2.1 Consommation de gaz

Le graphique suivant présente la répartition de la consommation de gaz par secteur envisagée par les scénarios S1, S2, S3 et S4. Ces données sont comparées aux objectifs bas et haut de la SNBC 2 ainsi qu'à un scénario tendanciel.

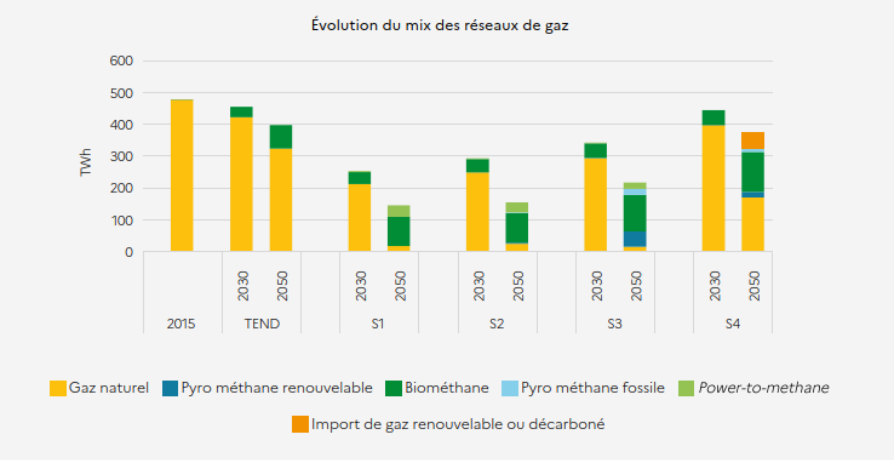


La consommation de gaz diminue de 15% à 66% entre 2015 et 2050 en fonction du scénario considéré. Les choix opérés pour le scénario 4 entrainent un maintien de consommations élevées pour le secteur industriel ainsi que la production d'énergie. A l'opposé, le scénario 1 suppose un effort conséquent de tous les secteurs.

Figure 80 : Consommations totales de gaz en 2050 selon les 4 scénarios de l'étude ADEME

7.2.2 Production de gaz

Le graphique suivant présente l'évolution du mix énergétique gazier permettant de répondre à la consommation de gaz envisagée par chaque scénario.



Si le gaz naturel est encore prépondérant en 2030, il devrait être largement substitué par des sources renouvelables en 2050 dans les scénarios 1, 2 et 3 (12 à 16% de gaz naturel en 2050).

Le biométhane serait la principale source d'approvisionnement de ces trois scénarios, la méthanisation étant déjà mature et avec un fort potentiel de développement.

Figure 81 : Trajectoires de décarbonation de la production des énergies de réseau : évolution du mix des réseaux de gaz

7.2.3 Evolution du réseau de distribution de gaz

Le déploiement de la production de biométhane, en particulier dans les zones rurales à faibles consommations de gaz, nécessitera un renforcement du réseau (maillage, rebours, stockage temporaire, etc.). Ces évolutions et les coûts associés ne sont pas estimés par l'étude de l'ADEME.

A l'inverse, la diminution de la consommation de gaz pourrait remettre en question la viabilité économique des réseaux de gaz pour les gestionnaires, entrainer une augmentation des coûts d'opération et in fine une hausse du prix du gaz. L'étude précise que « *Si la rentabilité des réseaux était remise en question, le démantèlement de certaines parties du réseau sous-utilisées pourrait être envisagé. L'évaluation de cette question nécessiterait une modélisation complexe des réseaux gaziers, qui va au-delà du cadre de la présente étude. Une telle analyse consolidée sur le seuil de rentabilité des réseaux n'existe pas à notre connaissance. Par conséquent, les scénarios supposent que tous les réseaux existants seront maintenus.* »

7.3 Annexe 3 : PPE des territoires

Les associations **AMORCE, ANPP-Territoires de Projet, France Urbaine, Intercommunalités de France et Villes de France** ont élaboré en 2023 un scénario « PPE des territoires » afin de contribuer à la définition de la SNBC 3 et de la PPE 3.

Ce scénario propose une trajectoire de sobriété, d'efficacité énergétique et d'évolution du mix énergétique français avec un premier point d'étape en 2035 et a été conçu pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Il vise une réduction de 30% de la consommation d'énergie finale entre 2019 et 2035 ainsi qu'un fort développement des énergies renouvelables et de récupération, passant de 18% à 45% de la consommation finale d'énergie brute.

7.3.1 Production de gaz

Le scénario PPE des territoires prévoit une part de 28% de gaz renouvelable dans le gaz consommé en 2035. Cette part atteindrait 96% en 2050, principalement grâce à l'exploitation durable des ressources méthanisables.

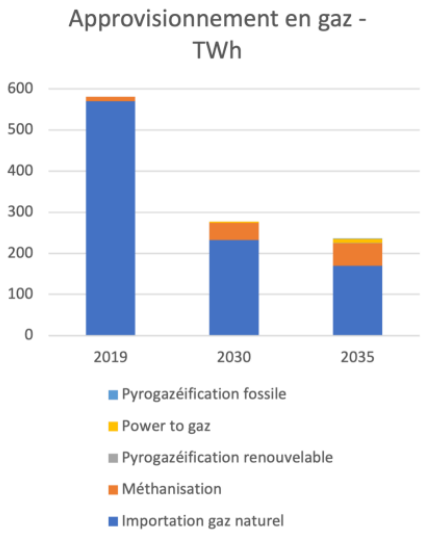
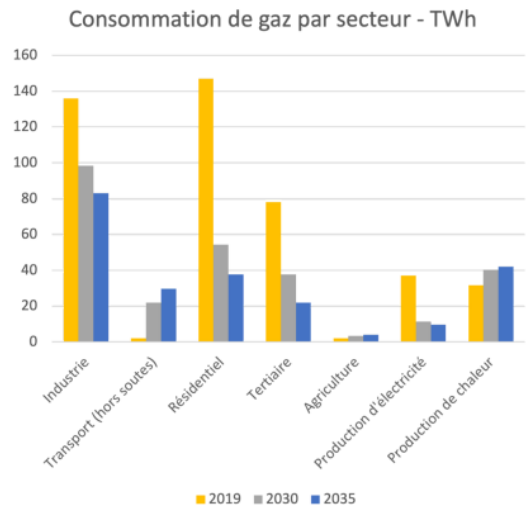


Figure 82 : Evolution des sources d'approvisionnement en gaz (PPE des territoires)

7.3.2 Consommation de gaz

Le scénario PPE des territoires prévoit une consommation de gaz de 228 TWh/an en 2035 et 133 TWh/an en 2050. Le graphique suivant met en évidence les évolutions de la consommation de gaz par secteur :



La PPE des territoires prévoit une diminution importante de la consommation de gaz dans les secteurs résidentiel et tertiaire ainsi que pour la production d'électricité. La baisse attendue dans le secteur industriel est moins marquée. A l'inverse, la consommation de gaz devrait augmenter fortement dans le secteur des transports, et dans une moindre mesure pour produire de la chaleur.

Figure 83 : Evolution de la consommation de gaz par secteur (PPE des territoires)

7.3.3 Evolution du réseau de distribution de gaz

D'après la PPE des territoires, le réseau de gaz se réduira pour limiter la desserte dans le résidentiel et le tertiaire et se développera pour la mobilité et l'industrie. La méthanisation sera destinée principalement à l'injection pour alimenter les stations bioGNV et les industries à hautes températures.

La PPE des territoires propose de définir des zones "biogaz" essentiellement dans les centres urbains où le réseau de gaz sera conforté pour développer le biogaz quand les réseaux de chaleur ne peuvent se développer en raison des contraintes urbaines et quand le développement de la PAC n'est pas souhaitable pour éviter les îlots de chaleur.

7.4 Annexe 4 : Détail de la répartition des énergies de chauffage dans le secteur résidentiel

En 2023, l'électricité est la première énergie de chauffage des maisons individuelles, avec près de 39% des parts de marchés (contre 37% en 2016).

Le chauffage électrique se répartit entre le chauffage à effet Joule (convecteur, radiateur à accumulation…), dont l'usage diminue avec - 7 pts de part de marchés en 7 ans pour atteindre 25%, et les pompes à chaleur dont l'usage a fortement augmenté, passant de 5% de part de marché en 2016 à près de 15%.

L'énergie gaz est la seconde énergie la plus utilisée par le parc de maison principale français. Après un pic de 30% atteint en 2020, la part des maisons chauffées au gaz naturel diminue progressivement pour atteindre 29% en 2023. La baisse est plus marquée pour le fioul (-367 360 maisons) et l'électricité hors pompes à chaleur (-120 650).

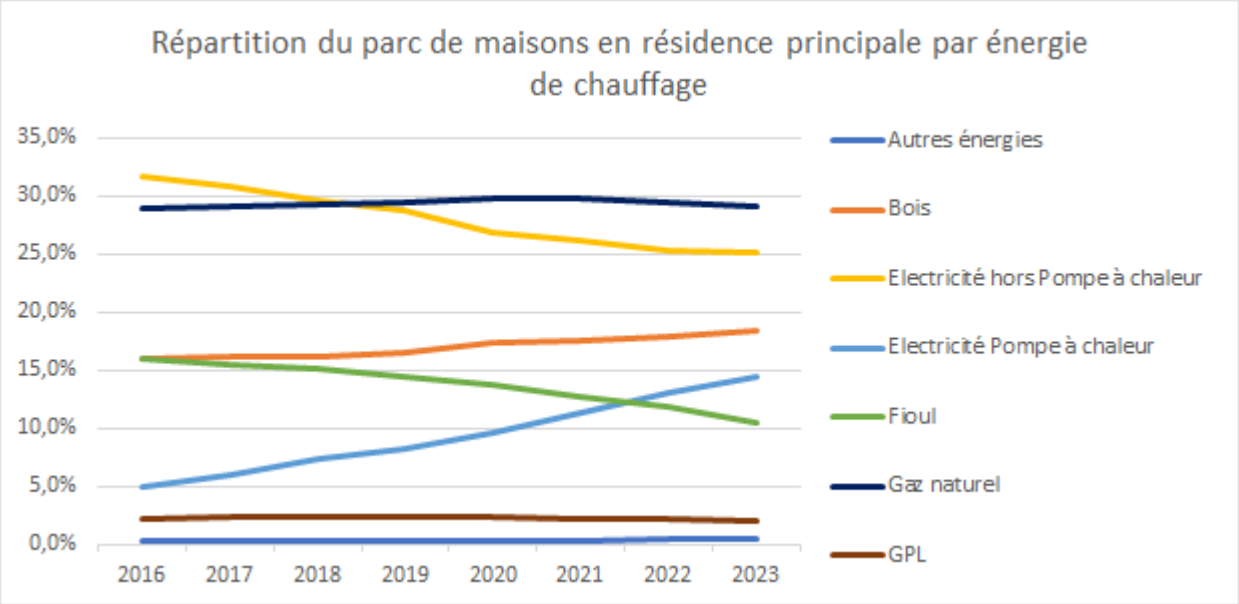


Figure 84 : Répartition du parc de maisons en résidence principale par énergie de chauffage (Ceren)

Ainsi, sur les dernières années, la tendance est à baisse des chaudières du fioul et des convecteurs électrique à effet Joule au profit des pompes à chaleur électriques.

Cette tendance se confirme dans la répartition du parc des maisons neuves en résidence principale en France métropolitaine par énergie de chauffage, qui sont pour 73,2% équipées par des pompes à chaleur en 2023. Ce développement, incité par les aides de l'État, se concrétise par une baisse des parts du marché du neuf par l'énergie bois et l'énergie gaz.

Cette tendance n'est observée que très légèrement dans les appartements.

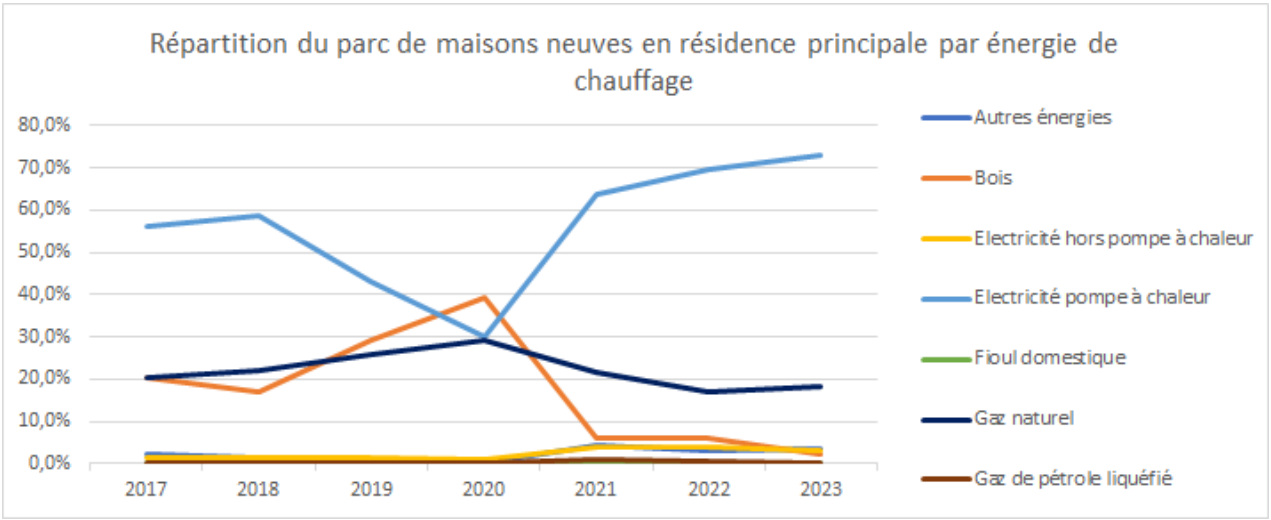


Figure 85 : Répartition du parc de maisons neuves en résidence principale par énergie de chauffage (Ceren)

Les pompes à chaleur équipent 73,2% des maisons neuves en 2023. Après une baisse amorcée en 2021, le gaz gagne 1 point pour atteindre 18,1% en 2023. Après un pic à 39,4% en 2020, la part du bois continue de chuter pour atteindre 3,3% en 2023.

Le graphique suivant met en évidence la répartition du parc des appartements en résidence principale en France métropolitaine par énergie de chauffage.

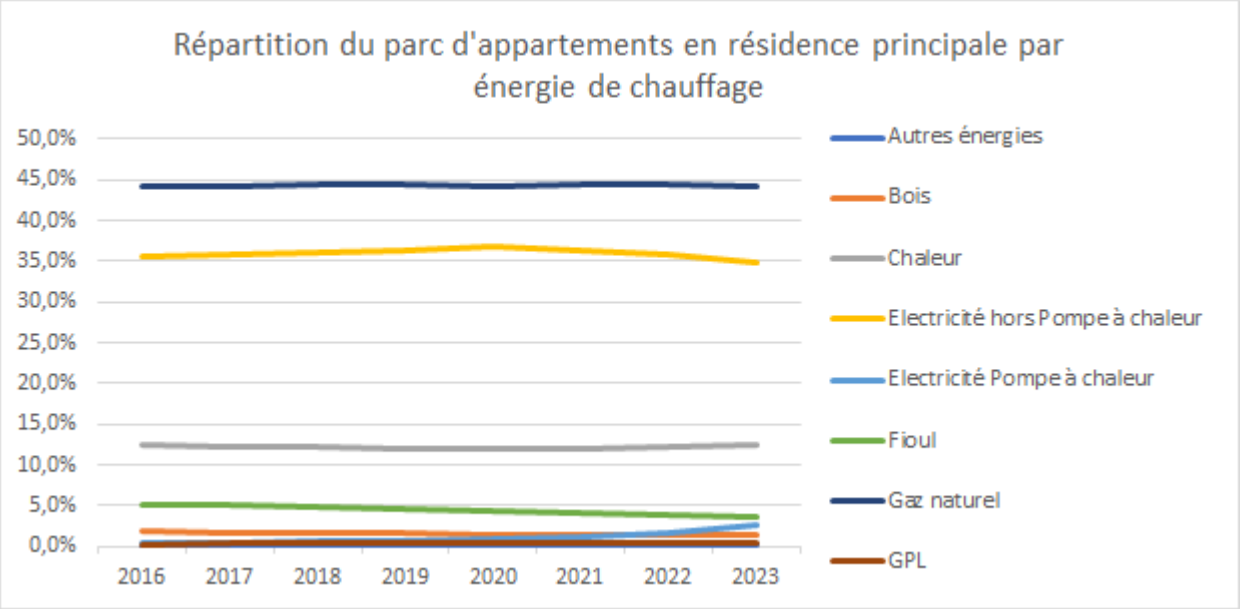


Figure 86 : Répartition du parc d'appartements en résidence principale par énergie de chauffage (Ceren)

Le gaz naturel reste la principale énergie de chauffage des appartements en résidence principale, avec une part stabilisée à environ 45%[49]. L'électricité hors pompe à chaleur (- 2 pts de part de marché) et le fioul (- 1 pt) diminuent au profit des pompes à chaleur (+ 2 pts) et du chauffage urbain (+ 1 pt), qui restent cependant encore marginales à l'échelle du parc.

Cependant, la part d'appartements neufs chauffés au gaz naturel, au plus haut en 2021 avec 70% des parts de marché, diminue depuis pour atteindre 48% en 2023 au profit du réseau de chaleur, des pompes à chaleur, qui atteignent respectivement 23,2% et 8,1% des appartements neufs en 2023.

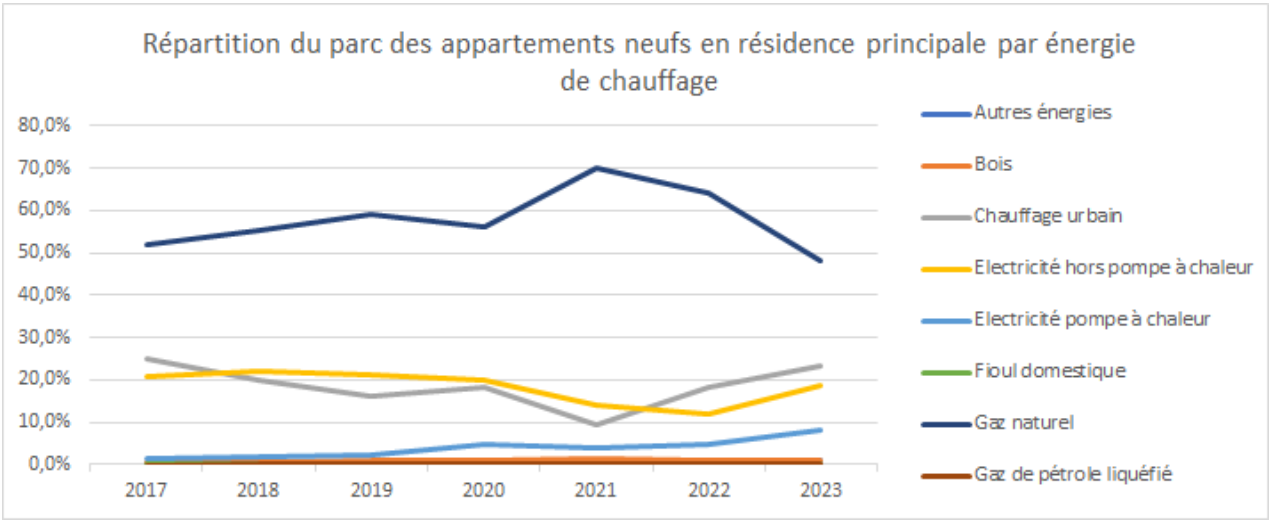


Figure 87 : Répartition du parc d'appartements neufs en résidence principale par énergie de chauffage (Ceren)

[49] *+ 44 600 appartements chauffés au gaz en 2023 par rapport à 2022*

7.5 Annexe 5 : Évolution de la base d'actifs régulés et des charges de capital normatives

La BAR évolue à la hausse au gré des mises en service et de sa réévaluation[50], et à la baisse au gré des amortissements effectués chaque année.

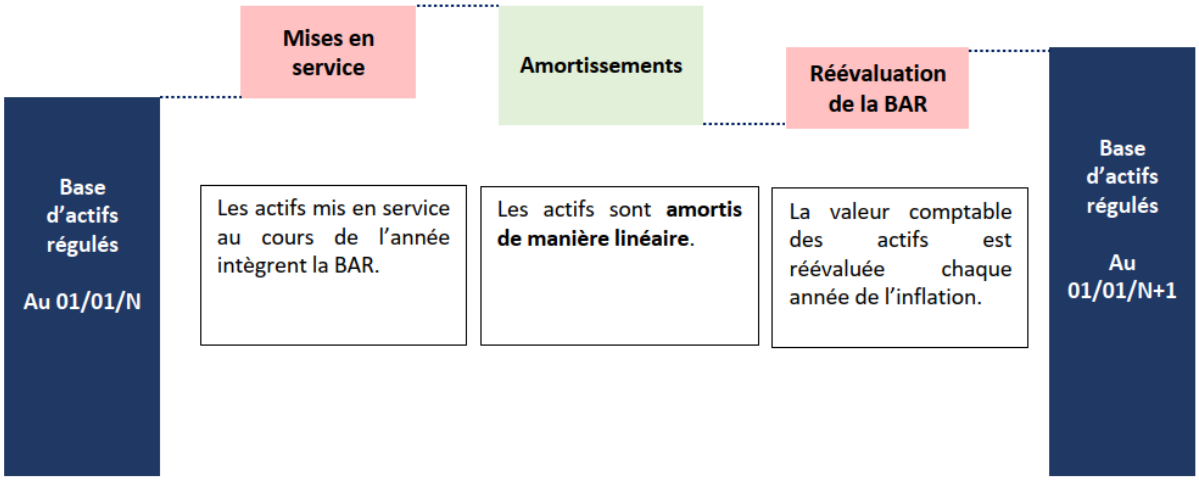


Figure 88 : Principe d'évolution de la base d'actifs régulés, Source : Commission de Régulation de l'Énergie

Sur la période ATRD7, GRDF anticipe :

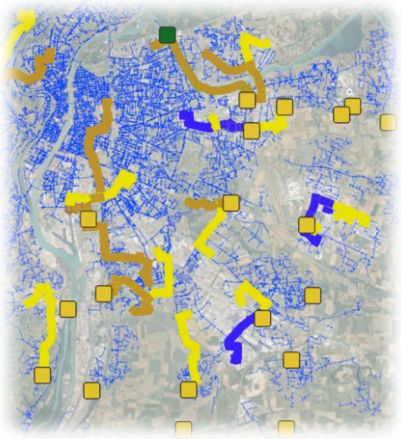
- la hausse des investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux (+ 210 M€ sur la période, soit + 50 %), du fait du développement de la filière des gaz verts et de l'accroissement du nombre de sites en exploitation ;
- la hausse des dépenses liées à la modification et modernisation des ouvrages (+ 595 M€ sur la période, soit + 38 %) en raison de la mise en œuvre d'obligations réglementaires et d'investissements liés au passage vers une exploitation dynamique du réseau
- le baisse des investissements liés au programme Gazpar
- une baisse des raccordements de consommateurs (- 273 M€ sur la période, soit - 30 %), du fait d'une baisse constante du nombre de nouveaux clients tous secteurs confondus, à l'exception des stations GNV/bioGNV.

Ainsi, sur l'ATRD7, la BAR prévisionnelle reste presque constante à environ 18,0 milliard d'euros car les mises en service annuelles compensent les amortissements annuels[51]. En première approximation, la charges de capital normatives ont été supposées constantes jusqu'en 2050, considérant que la baisse des investissements de raccordement des usagers sera composée par la hausse des investissements nécessaires à l'injection des gaz renouvelables.

[50] *Réévaluation via l'indice du PIB marchand*

[51] *Entre 17,8 et 18,4 milliard d'euros, cf. tableau de la trajectoire prévisionnelle de la BAR de GRDF de 2024 à 2027, partie 3.1.4.3 de la délibération n°2024-40 de la Commission de Régulation de l'Énergie*

7.6 Annexe 6 : Méthodologie simplifiée d'analyse du réseau de distribution à l'attention des collectivités



Etape 1 : Localiser précisément les valeurs d'usage locales, en particulier :

- La production de biométhane : raccordement des producteurs, maillage de raccordement et la prise en compte du champ de diffusion locale des méthaniseurs à horizon 2050 à arbitrer localement
- L'appoint / secours des réseaux de chaleur existants ou en projet
- La mobilité gaz des stations GNV existantes ou en projet
- Les industries spécifiques
- Les autres particularités locales

Etape 2 : Identifier des parties du réseau avec les densités énergétiques inférieures à 0,6 MWh/ml pour les territoires urbains et 0,3 MWh/ml dans les territoires ruraux

Etape 3 : Identifier les réseaux devant très probablement faire l'objet d'un renouvellement d'ici 2050 (exemple : fonte ductile, cuivre, canalisations en acier anciennes, basse-pression…)

Etape 4 : Réaliser une étude locale approfondie sur la pertinence du maintien des parties du réseau de distribution publique sans valeur d'usage qui présentent une densité énergétique relativement faible, en particulier si des renouvellements sont nécessaires à moyen terme.