

**POUR APPROFONDIR**  
**Analyses locales**

## SOMMAIRE

<b>1. Identifier les zones qui peuvent être candidates pour un repli organisé du gaz .....</b>	<b>3</b>
1.1. Des critères techniques et économiques permettent d'identifier les zones propices à un repli organisé du gaz .....	3
1.2. Plusieurs critères techniques peuvent être retenus pour tenir compte des usages de long terme, de la topographie du réseau et de l'existence de solutions alternatives .....	5
1.2.1. Existence d'un type d'utilisateur (consommateur ou producteur) nécessitant durablement la présence du réseau gazier .....	5
1.2.1.1. La capacité et le potentiel de production de biométhane.....	5
1.2.1.2. La présence d'un réseau de chaleur urbain recourant au gaz.....	6
1.2.1.3. L'usage non transférable de certains secteurs industriels .....	7
1.2.1.4. Synthèse : cartographie des utilisateurs nécessitant durablement la présence du réseau gazier .....	8
1.2.2. L'emplacement des clients et la configuration des réseaux.....	10
1.2.3. Existence d'une énergie de substitution disponible et accessible .....	10
1.3. Soutenabilité économique des différentes zones identifiées .....	11
1.3.1. Niveau de contribution à la péréquation tarifaire .....	11
1.3.2. Niveau de couverture des charges d'exploitation par les recettes d'acheminement.....	13
1.3.3. Valeur et niveau d'amortissement des actifs de réseau .....	15
1.3.4. Synthèse : le choix des zones résultera d'une combinaison de tout ou partie de ces critères.....	16

### La planification du réseau à long terme doit s'appuyer sur une analyse locale

La CRE considère qu'une planification multi-énergies est indispensable pour optimiser la mise en œuvre de la décroissance du gaz. Cette planification doit pouvoir s'appuyer sur une approche locale, cohérente avec les politiques et objectifs nationaux.

Une planification à la maille locale prend en effet tout son sens, compte tenu de la diversité des dynamiques et des contextes sur le territoire : typologies d'utilisateurs, densité, type d'habitat, topographie du réseau, etc. Par ailleurs, la mobilisation des élus est essentielle pour impulser et organiser un dialogue et une planification à l'échelle du système énergétique de chaque zone, toutes énergies confondues. C'est d'ailleurs l'approche qu'a engagée le gouvernement, qui a annoncé, parmi les 22 mesures du plan d'électrification présenté par le Premier ministre, l'accompagnement de 100 territoires d'électrification pour accélérer les axes d'électrification des transports, de sortie du fioul et de planification de la sortie accélérée du gaz. Elle s'intègre également dans les principes énoncés dans la directive européenne (UE) 2024/1788<sup>1</sup>, qui prévoit que les opérateurs de réseaux de gaz 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 sous réserve, pour l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage/refroidissement des bâtiments, de l'existence d'« *alternatives plus efficaces sur le plan énergétique et économique* »). Ces plans doivent en outre être « *fondés sur des hypothèses raisonnables concernant l'évolution de la production, de l'injection et de la fourniture de gaz naturel, y compris de biométhane, d'une part, et la consommation de gaz naturel dans tous les secteurs, au niveau de la distribution, d'autre part* ». L'élaboration de ces plans de déclassement doit également faciliter la protection des utilisateurs du réseau, en particulier les clients précaires.

La CRE a déjà mis en avant dans un certain nombre de ses travaux ou de son comité de prospective la pertinence d'une approche locale pour accélérer et optimiser la mise en œuvre de la transition énergétique. Elle recommandait ainsi dans son étude sur l'avenir de infrastructures gazières publiée en 2023 de privilégier un accompagnement vers une sortie locale du gaz plutôt qu'une interdiction nationale visant un usage particulier, dans une logique d'optimisation du réseau à maintenir localement. Par ailleurs le rapport de prospective de la CRE intitulé « *S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires* » publié en février 2026<sup>2</sup> aborde ces questions et identifie des leviers de réussite à la maille locale.

Cet exercice de planification au niveau local sera nécessaire pour éviter que les décisions prises de décarbonation des zones locales n'amènent à un « mitage » du réseau ou pire à une désoptimisation globale qui ne permettrait aucune réduction de coûts du système gaz. En effet, il permettrait :

- d'une part d'optimiser les investissements au regard des besoins futurs. Plusieurs vagues d'investissements restent à venir dans les années futures et doivent être anticipées :
  - le renouvellement des compteurs évolués, sur la période 2038-2043, dont la planification devra prendre en compte la baisse du nombre de clients résidentiels, afin de tenir compte des replis prévisionnels de certaines rues par exemple ;
  - les investissements de modernisation du réseau, avec la mise en conformité de certains ouvrages comme des branchements, des canalisations et des régulateurs, dont l'opportunité du renouvellement pourra être analysée à l'aune de l'abandon local de portions du réseau, sous réserve des exigences de sécurité qui seront alors en vigueur et qui s'imposeront au gestionnaire de réseau ;
  - les investissements résultant de déplacements d'ouvrages à la demande des autorités concédantes, propriétaires des réseaux, et qui, pour des raisons qui leur appartiennent, peuvent demander des aménagements, dévoiements ou évolutions des ouvrages ;

---

<sup>1</sup> Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE

<sup>2</sup> [Rapport de la Prospective de la CRE de février 2026, « S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires »](#)

- les adaptations des réseaux pour l'injection des gaz renouvelables, qui devront tenir compte du potentiel d'accueil futur pour diriger la production vers les bassins de consommation les plus pérennes ; dans le cas d'un repli prévu de la capacité d'accueil locale, il pourrait s'avérer plus pertinent sur une vision économique de long terme de retenir un schéma de raccordement qui évite de développer des renforcements de réseaux coûteux (rebours par exemple) ;
- d'autre part de créer les conditions permettant de sortir du gaz dans certaines zones dans des conditions soutenables.

C'est suivant ces convictions que la CRE présente des pistes pour engager de manière efficace une approche locale et coordonnée, indispensable pour permettre une évolution des réseaux de gaz optimisée, tout en restant cohérente avec les objectifs fixés à l'échelle nationale.

## 1. Identifier les zones qui peuvent être candidates pour un repli organisé du gaz

Dans sa première étude, la CRE avait réalisé plusieurs simulations d'évolution des coûts de réseaux et des infrastructures sur des zones spécifiques et représentatives de la diversité des typologies de réseau des GRD. Ces analyses avaient pour objectifs de confronter les analyses réalisées à la maille nationale, de fournir des illustrations pratiques de ces simulations, d'évaluer les impacts de la baisse de la consommation de gaz selon les caractéristiques des zones (consommation fortement industrielle, développement d'un réseau de chaleur, structure physique du réseau...), et d'étudier les opportunités d'abandon des ouvrages de gaz.

Plusieurs messages avaient été tirés de ces analyses. En particulier, compte tenu de la diversité des configurations technico-économiques et énergétiques locales, la CRE avait souligné l'importance de la coordination et de la planification à l'échelle locale, et notamment dans une perspective multi-énergies. Cette approche permettrait en effet de prendre en considération toutes les sources d'énergie présentes (gaz, électricité, chaleur, bois...), et notamment les réseaux de chaleur décarbonés, mais également la capacité d'accueil des réseaux électriques. Dans cette logique, la CRE avait considéré que l'échelle locale était plus pertinente que la maille nationale pour penser l'optimisation du réseau et la sortie de certains usages gaz à long terme.

Dans la présente étude, la CRE a souhaité approfondir cette analyse et les messages précités.

L'analyse qui suit a pour principal objectif d'identifier les critères permettant de déterminer les territoires les plus propices à un repli organisé du gaz, et au contraire les territoires pour lesquels le maintien du réseau de distribution de gaz est le plus pertinent à moyen terme. La CRE a notamment examiné des critères techniques (usages non transférables, configuration du réseau, typologies de clients présents...) et économiques (recettes d'acheminement, base d'actifs régulés présente localement...). Plus généralement, la CRE souhaite mettre à disposition la présente analyse aux autorités concédantes, propriétaires des infrastructures de réseaux et parties prenantes de la politique énergétique locale.

### 1.1. Des critères techniques et économiques permettent d'identifier les zones propices à un repli organisé du gaz

Axe	Critère d'analyse	Description
Usages non-transférables	1. Présence de site de production de gaz renouvelable et bas-carbone, en projet ou en service	Le développement du biométhane a vocation à progressivement se substituer au gaz fossile. La production très décentralisée implique des investissements d'adaptation des réseaux (raccordements, maillages, rebours) pour trouver un exutoire sur le réseau aux volumes produits, sur une large partie du territoire.
	2. Présence de clients industriels dont la	Identification de trois secteurs dépendants du gaz à long terme compte tenu de leurs process : industrie

	consommation de gaz est difficilement substituable	chimique, fabrication de verre, métallurgie <sup>3</sup> .
	3. Présence de réseau de chaleur urbain recourant au gaz (en service ou en cours de construction)	Développement récent des réseaux de chaleur raccordés au gaz sous l'impulsion de subventions publiques à la décarbonation de la chaleur ; la majorité (70 %) des RCU consomment aujourd'hui du gaz, majoritairement en complément d'une énergie principale ou en appoint-secours. En 2024, le gaz représentait plus d'un tiers de la consommation totale des RCU.
Configuration du réseau	4. Positionnement du client sur le réseau (desserte/structure, bout d'antenne)	L'abandon d'un volume important de linéaire de réseau est conditionné à la localisation des PCE sur le réseau. <b>Le réseau de structure</b> est la partie de réseau qui peut être abandonnée en dernier car il dessert différentes communes depuis les postes des GRT. Par opposition, les segments situés en extrémité d'antenne, sans fonction de transit vers d'autres zones desservies, ou le réseau de desserte pour des clients isolés présentent un profil plus favorable car ils n'affectent pas l'intégrité du réseau amont et concentrent l'intervention sur un nombre restreint de clients.
Substituabilité	5. Existence d'une énergie de substitution disponible et accessible	Sa disponibilité est une condition nécessaire, mais non suffisante, à l'engagement d'une procédure de repli du gaz dans une zone, en particulier pour le secteur résidentiel (typologie de logement, mode de chauffage)
Equilibre économique local des réseaux	6. Rentabilité économique du réseau local de gaz a. Contribution à la péréquation nationale b. Couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes c. Valeur résiduelle des actifs de réseau	Trois indicateurs complémentaires permettent d'identifier les zones bénéficiaires ou contributrices à la péréquation, d'apprécier la rentabilité de court terme des communes, et d'estimer l'amplitude du risque de coût échoué en cas de repli du gaz.

**Figure 1 : Description des critères retenus pour l'analyse technico-économique du réseau de gaz à la maille locale**

La segmentation géographique de cette analyse s'effectue à la maille communale (répartie en sept niveaux de densité démographique tels qu'utilisés par l'INSEE).

On dénombre aujourd'hui plus de 1 200 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI), structures regroupant plusieurs communes pour gérer en commun des équipements, des services publics, ou élaborer des projets de développement économique ou d'aménagement par exemple.

En moyenne, les EPCI rassemblent 15 communes. Toutefois, la taille d'un EPCI peut varier significativement : certaines communautés de communes rurales rassemblent moins de 5 000

<sup>3</sup> Mission sur les usages du gaz renouvelable ou bas carbone, 2025

habitants, tandis que la Métropole du Grand Paris dépasse 7 millions d'habitants. Outre l'analyse à la maille communale, une analyse à la maille de l'EPCI, pourrait permettre à la fois de discerner les tendances à la maille très locale, d'analyser les tendances communes à des territoires de densité similaire ou proche, et de fournir une analyse technico-économique du réseau de distribution à leur échelle de gestion par les élus.

## Périmètre des données

Pour son analyse, la CRE retient l'ensemble des communes desservies par GRDF sur le périmètre historique. Sont ainsi analysées les communes disposant, en 2024, d'au moins un point de livraison, ou d'une valeur non nulle de gaz acheminé, ou d'une valeur non nulle de base d'actifs régulés (BAR).

La CRE distingue, dans son analyse, les communes relevant de la desserte historique, et donc de la zone péréquée à l'échelle nationale, des concessions de gaz non péréquées, définies à l'article L. 432-6 du code de l'énergie, et disposant de leur propre tarif d'acheminement.

Densité	Nombre communes totales	de	Nombre communes desservies	de	Nombre de PDL associés	Habitants associés
<b>1-Grands centres urbains</b>	691		661		5 431 732	23 103 629
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	616		591		2 271 414	8 643 067
<b>3-Petites villes</b>	926		772		734 684	3 567 081
<b>4-Ceintures urbaines</b>	1 954		1 751		1 269 205	5 983 199
<b>5-Bourgs ruraux</b>	5 013		2 827		1 036 767	6 522 678
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	18 090		2 578		286 437	2 585 717
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	7096		112		4 283	70 640
<b>Total</b>	<b>34 386</b>		<b>9 292</b>		<b>11 034 522</b>	<b>50 476 011</b>

**Figure 2 : Répartition des communes desservies par GRDF, par densité**

L'analyse de la répartition de l'usage du gaz en France met en évidence la présence d'infrastructures et de demande de gaz réparties sur une grande partie du territoire hexagonal. Elles sont en particulier concentrées dans les zones urbaines, compte tenu du développement historique du réseau de distribution de gaz dans les villes, du développement plus récent du chauffage gaz dans les zones périurbaines, puis de l'émergence de la méthanisation agricole. A titre d'exemple, plus de 95 % des communes catégorisées comme « grands centres urbains » disposent d'une desserte de gaz, contre seulement 18 % des communes dans les trois catégories les plus rurales.

## **1.2. Plusieurs critères techniques peuvent être retenus pour tenir compte des usages de long terme, de la topographie du réseau et de l'existence de solutions alternatives**

### **1.2.1. Existence d'un type d'utilisateur (consommateur ou producteur) nécessitant durablement la présence du réseau gazier**

#### **1.2.1.1. La capacité et le potentiel de production de biométhane**

## Périmètre des données

Pour son analyse, la CRE s'est appuyée sur les installations d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone, en service ou en projet, recensées dans le registre de capacités. Ce registre, géré par les gestionnaires de réseaux permet de rendre compte de la répartition et de l'avancée des sites sur le territoire.

La CRE a retenu les sites de production raccordés en distribution sur le périmètre de desserte de GRDF.

Au total, on recense donc 1 510 sites d'injection, répartis entre 694 sites en service et 816 sites en projet :

Densité	Projet en cours de développement	Projet en service	Total
<b>1-Grands centres urbains</b>	32	36	68
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	39	43	82
<b>3-Petites villes</b>	39	51	90
<b>4-Ceintures urbaines</b>	38	70	108
<b>5-Bourgs ruraux</b>	240	215	455
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	325	230	555
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	103	49	152
<b>Total</b>	<b>816</b>	<b>694</b>	<b>1 510</b>

**Figure 3 : Répartition des sites de production de biométhane, en service ou en projet, par densité**

Les trois quarts de ces sites sont concentrés dans des zones rurales (densité 5 à 7), dans le contexte du développement d'une méthanisation majoritairement agricole en France.

Ces projets sont répartis sur 1 298 communes (qui comptent au total 9 millions d'habitants et 2 millions de PDL, soit 19 % des PDL et volumes desservis par GRDF), dont 524 ne sont actuellement pas desservies par GRDF. Au total, 605 EPCI sont donc concernés par une implantation actuelle ou prévue de biométhane sur leur territoire.

	Communes		PDL		Habitants (2021)	
<b>1-Grands centres urbains</b>	56	1%	1 268 009	11%	5 139 795	8%
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	71	1%	438 762	4%	1 588 040	2%
<b>3-Petites villes</b>	73	1%	103 263	1%	487 438	1%
<b>4-Ceintures urbaines</b>	90	1%	77 473	1%	338 692	1%
<b>5-Bourgs ruraux</b>	358	4%	144 241	1%	1 133 241	2%
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	508	5%	25 659	0%	544 209	1%
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	142	2%	1 080	0%	80 758	0%
<b>Total</b>	<b>1298</b>	<b>14%</b>	<b>2 058 487</b>	<b>19%</b>	<b>9 312 173</b>	<b>14%</b>

**Figure 4 : Données des communes comprenant un site de production de biométhane, en service ou en projet, par densité**

Ces segments doivent être préservés, y compris lorsque la densité de consommateurs y est faible, pour garantir un exutoire aux volumes injectés.

L'utilisation des projets qui figurent à date dans le registre n'exclut pas que d'autres émergent ultérieurement.

### 1.2.1.2. La présence d'un réseau de chaleur urbain recourant au gaz

Aujourd'hui, on dénombre 1 120 réseaux de chaleur urbain en service ou en projet en France, parmi lesquels 769 recourent au gaz pour leur fourniture de chaleur. Le gaz intervient ici généralement en énergie d'appoint ou de secours par rapport à un approvisionnement principal à la géothermie ou à la biomasse.

Depuis 2022, les réseaux de chaleur disposant d'un mix énergétique composé au moins de 50 % d'énergies renouvelables font l'objet d'une procédure de classement, c'est-à-dire l'obligation pour les bâtiments neufs ou existants faisant l'objet de travaux substantiels de rénovation énergétique situés

dans le périmètre de développement des RCU concernés de s'y raccorder. 611 RCU sont aujourd'hui classés, dont 488 recourent au gaz. Dans ces cas, l'équilibre économique de la concession de gaz peut être fragilisé par le transfert d'usagers vers le réseau de chaleur sans qu'il ne s'accompagne nécessairement d'une réduction du linéaire, les utilisateurs basculant d'un usage à l'autre de manière diffuse sur le territoire.

En parallèle, le réseau de chaleur continue d'avoir besoin du réseau de distribution de gaz localement pour son approvisionnement appoint ou secours, dans des proportions variables selon les réseaux (environ 1/3 de consommation gaz en 2023). Le réseau de gaz revêt donc un rôle assurantiel pour ces installations, par exemple pour compenser l'indisponibilité temporaire de biomasse ou pour répondre à des appels de puissance en période de grand froid. En outre, bien que le cadre réglementaire et les politiques de décarbonation incitent les RCU à accroître la part d'énergies renouvelables de leur mix, il n'est pas avéré que les RCU déjà raccordés au réseau de gaz pourront s'en passer complètement à moyen terme.

### Périmètre des données

La CRE a retenu tous les réseaux de chaleur urbain en service recensés par France Chaleur Urbaine (source Open data) dont le mix énergétique comprend une valeur d'usage du gaz non nulle en 2024.

Dans ces zones, une sortie totale du gaz est rendue difficile par la persistance de l'usage du réseau pour l'alimentation d'un réseau de chaleur. Le repli du gaz demeure toutefois possible pour d'autres utilisateurs, dans d'autres quartiers et selon la configuration du réseau de distribution. Cette situation rend également nécessaire la gestion coordonnée des infrastructures de gaz et de chaleur, pour éviter les investissements économiquement inefficaces, à l'instar du renouvellement de branchements, de canalisations ou de compteurs pour des utilisateurs du réseau de gaz devant à court terme être raccordés au réseau de chaleur.

Les 1 120 RCU sont répartis sur 659 communes (qui comptent au total 22 millions d'habitants et 5 millions de PDL gaz).

Commune avec un RCU en service ou en projet	Communes desservies		PDL	Habitant (2021)		
<b>1-Grands centres urbains</b>	297	3%	3 957 950	36%	17 669 049	27%
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	156	2%	968 734	9%	3 378 927	5%
<b>3-Petites villes</b>	43	0%	86 242	1%	378 227	1%
<b>4-Ceintures urbaines</b>	71	1%	97 996	1%	440 456	1%
<b>5-Bourgs ruraux</b>	72	1%	44 016	0%	245 588	0%
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	17	0%	1 479	0%	16 353	0%
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	3	0%	5	0%	810	0%
<b>Total</b>	659	7%	5 156 422	47%	22 129 410	34%

**Figure 5: Répartition des communes disposant d'un réseau de chaleur urbain utilisant le gaz, par densité**

### 1.2.1.3. L'usage non transférable de certains secteurs industriels

#### Périmètre des données

Sur la base du rapport de l'IGEDD sur les usages à long terme du gaz renouvelable et bas-carbone (2025), la CRE a retenu trois secteurs industriels, recourant au gaz pour leurs procédés et considérés comme difficilement substituables à long terme. Ces secteurs représentent aujourd'hui 8-10 TWh/an sur le réseau de GRDF, soit 15 % de la consommation industrielle totale sur le réseau de distribution en 2024. Ces trois secteurs sont les suivants :

- l'industrie chimique – notamment pour la production d'ammoniac
- la sidérurgie/métallurgie

- les fours verriers (sous-catégorie de « fabrication d'autres produits minéraux non métalliques »)

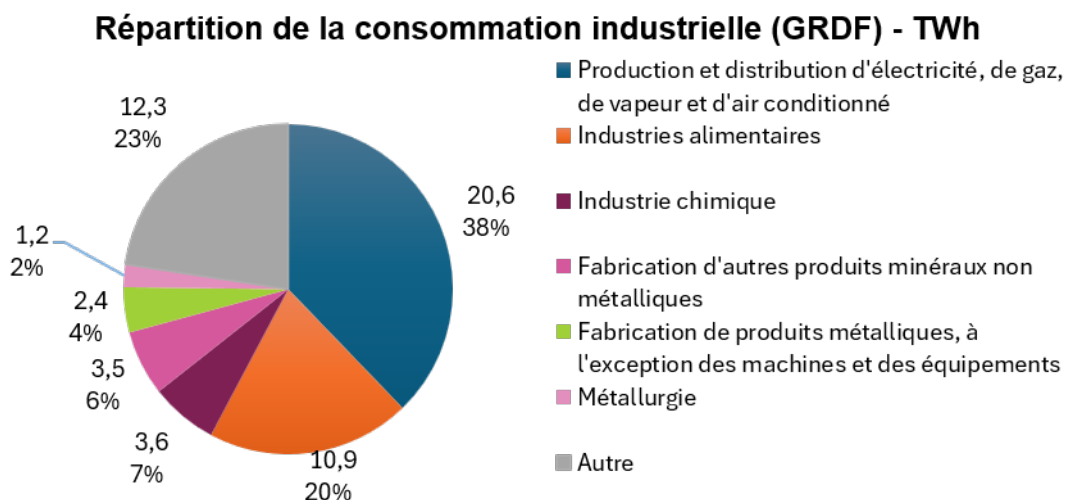


Figure 6: Répartition de la consommation industrielle sur le territoire de desserte de GRDF, en TWh et par secteur

Sur les 5 576 communes disposant d'une consommation industrielle, 950 (qui comptent au total 17 millions d'habitants et 4 millions de PDL, soit 37 % des PDL) ont des consommations de gaz non substituables raccordées au réseau de GRDF.

Ces industries sont majoritairement situées dans des communes urbaines denses et intermédiaires mais également en partie dans des milieux ruraux.

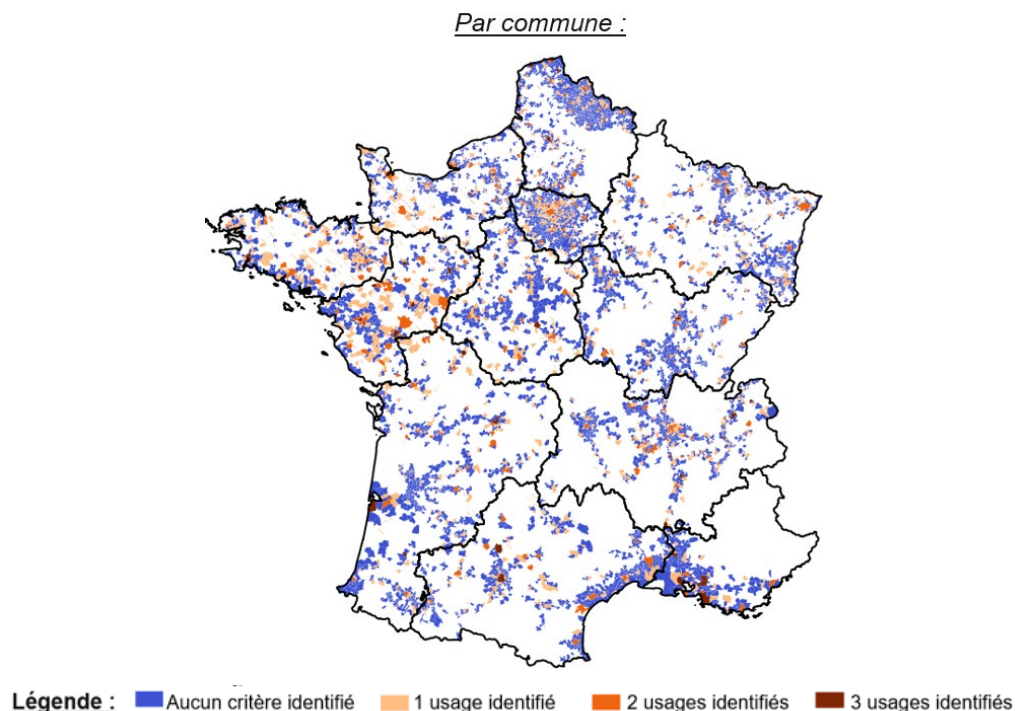
Commune avec un usage industriel existant non transférable	Communes desservies		PDL		Habitants (2021)	
	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage
<b>1-Grands centres urbains</b>	154	2%	2 655 215	36%	17 669 049	27%
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	179	2%	947 095	9%	3 378 927	5%
<b>3-Petites villes</b>	103	1%	170 073	1%	378 227	1%
<b>4-Ceintures urbaines</b>	163	2%	187 835	1%	440 456	1%
<b>5-Bourgs ruraux</b>	235	3%	138 067	0%	245 588	0%
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	112	1%	17 461	0%	16 353	0%
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	4	0%	700	0%	810	0%
<b>Total</b>	950	10%	4 116 446	47%	22 129 410	34%

Figure 7: Répartition des communes disposant d'un usage industriel non transférable, par densité

Une approche différenciée de ces zones permet ainsi de s'assurer de ne pas compromettre la compétitivité de ces secteurs souvent stratégiques.

#### 1.2.1.4. Synthèse : cartographie des utilisateurs nécessitant durablement la présence du réseau gazier

Les résultats de cette analyse sont présentés à la maille communale.



**Figure 8 : Carte des usages nécessitant durablement la présence du réseau de gaz<sup>4</sup>**

L'analyse met en évidence qu'à l'échelle de l'Hexagone, 1 commune sur 5 desservie par GRDF et 63% des EPCI disposent au moins d'un usage non transférable à long terme, et que moins de 1% des communes ainsi que 13 % des EPCI desservis par GRDF disposent des trois.

Communes desservies	Aucun critère identifié	1 usage identifié	2 usages identifiés	3 usages identifiés	Tous
<b>1-Grands centres urbains</b>	294	259	85	23	661
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	299	198	76	18	591
<b>3-Petites villes</b>	592	146	31	3	772
<b>4-Ceintures urbaines</b>	1477	233	38	3	1751
<b>5-Bourgs ruraux</b>	2289	485	52	1	2827
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	2294	267	17	0	2578
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	96	14	2	0	112
<b>Total général</b>	7341 79%	1602 17%	301 3%	48 1%	9292 100%

**Figure 9: Répartition des communes disposant d'un ou plusieurs usages du gaz non transférables, par densité**

<sup>4</sup> Graphiques et cartes préparés par GRDF sur demande de la CRE

Parmi ces communes, on constate une représentation plus marquée des communes urbaines ou périurbaines (zones de densité 1 à 4) qui concentrent les usages non transférables. Ces territoires concentrent également la majorité des PDL. Par contraste, les zones rurales sont, d'un point de vue technique et d'après les usages identifiés, moins concernées en proportion.

Toutefois, cette analyse ne saurait se substituer à une étude approfondie à l'échelle locale par les différentes parties prenantes concernées. Les zones identifiées avec au moins un critère sont moins propices à un repli total du gaz. Néanmoins, cela ne veut pas dire que les autres communes, n'ayant pas ces usages, seraient par défaut bonnes candidates. Ces communes peuvent emporter d'autres enjeux stratégiques et économiques. Il faut donc examiner également d'autres critères, évoqués dans le présent focus.

### 1.2.2. L'emplacement des clients et la configuration des réseaux

Le linéaire de réseau de distribution de gaz peut être qualifié de « réseau de structure » ou de « réseau de desserte » selon qu'il sert à acheminer du gaz vers d'autres localités ou grappes de clients, ou qu'il dessert directement des clients.

En pratique, l'abandon d'un volume important de linéaire de réseau dépend de cette caractéristique. En effet, le réseau de structure est la partie de réseau qui ne peut être abandonnée qu'en dernier car il dessert différentes communes depuis les postes des gestionnaires de réseau de transport. Ainsi, si une commune se situe sur une artère de structure du réseau, l'abandon de l'infrastructure repose sur le repli du gaz en aval de cette canalisation, dans les communes desservies. Au contraire, le réseau de desserte est davantage susceptible d'être abandonné, à condition qu'une antenne ne comprenne plus aucun client. En effet, dans le cadre législatif et réglementaire actuel, et compte tenu du droit d'accès au réseau, la présence d'un client en aval supposera le maintien en exploitation de l'antenne. Dans l'hypothèse d'un repli total du gaz en aval d'une interface entre réseau de structure et réseau de desserte, ce dernier peut être mis en sécurité et son exploitation interrompue.

Dans l'étude publiée en 2023, l'analyse du zonage du Havre a mis en évidence que le déraccordement de 70 % de points de livraison d'un quartier conduisait à une baisse de 90 % des consommations sur la zone par rapport à 2021 et seulement à l'abandon de 34 % du réseau, en raison notamment de la part du réseau de structure sur le linéaire total dudit quartier.

### 1.2.3. Existence d'une énergie de substitution disponible et accessible

La disponibilité d'une énergie de substitution (réseau électrique, chauffage urbain, ...) est une condition nécessaire, mais non suffisante, à l'engagement d'une procédure de repli du gaz dans une zone. Elle devrait s'accompagner d'une appréciation de la faisabilité technique de la transition et de son coût pour les ménages concernés. En particulier, les zones à faible revenu moyen, où les ménages ne disposent pas de la capacité d'investissement nécessaire pour s'équiper (pompe à chaleur électrique notamment), doivent faire l'objet d'une attention particulière et ne sauraient être engagées dans un processus de déraccordement sans mécanisme d'accompagnement social et financier préalablement défini.

A titre d'exemple, les différents modes de chauffage au gaz ne sont pas tous facilement électrifiables. Dans l'étude publiée en 2023, la CRE avait identifié le parc de logements chauffés au gaz et les modes de conversion à l'électricité les plus crédibles.

Le scénario de conversion le plus techniquement complexe est celui de la chaudière individuelle en logement collectif, pour lequel la configuration du logement ne permet pas toujours l'installation d'une PAC individuelle.

Dans tous les scénarios, la conversion du mode de chauffage soulève des questions économiques (changement d'équipement, adaptation des installations intérieures, et répartition des coûts), d'acceptabilité (reste à charge pour les ménages, adhésion) et de cadre juridique en vigueur (capacité à contraindre au déraccordement).

Plus généralement, l'enjeu du chauffage résidentiel n'est pas le seul usage à traiter dans une approche locale. Il est présenté ici à titre d'exemple.

En nombre de logements en 2022	Logement individuel		Logement collectif	
	Mode de chauffage au gaz	<b>5,4 millions</b> Chaudière à gaz	<b>3,2 millions</b> Chaudière collective	<b>3,2 millions</b> Chaudière individuelle
Alternative possible	PAC air/air, air/eau chaudière biomasse	PAC air/eau, eau/eau RCU	Convecteur électrique PAC individuelle (dans une minorité de configurations)	

**Figure 10: Répartition des PDL disposant d'un ou plusieurs usages du gaz non transférables, par densité**

Au niveau local, une meilleure connaissance des réseaux existants et des usages nécessitant durablement la présence du réseau gazier est donc indispensable pour prioriser le maintien du gaz dans les zones où il a le plus d'avenir.

### 1.3. Soutenabilité économique des différentes zones identifiées

A ces critères techniques pourrait s'ajouter une lecture économique de la situation des différentes zones : compte tenu de la diversité des situations économiques des différentes communes, l'organisation du repli devrait s'organiser prioritairement dans les zones permettant la meilleure préservation de la soutenabilité globale, c'est-à-dire celles dont le repli n'aurait pas pour effet d'accroître à court et moyen terme la pression tarifaire pour les consommateurs de gaz.

#### 1.3.1. Niveau de contribution à la péréquation tarifaire

##### Définition

Le niveau de contribution à la péréquation tarifaire est défini comme le rapport entre les recettes d'acheminement perçues de la part des consommateurs locaux et les coûts totaux imputés à l'échelle de la concession et ramenés au niveau réel du revenu autorisé (c'est-à-dire comprenant également les incitations sur les coûts et l'apurement du CRCP). Cette métrique est notamment utilisée par GRDF dans les comptes rendus d'activité de concession, transmis annuellement aux autorités organisatrices de la distribution de gaz, pour rendre compte de la performance économique de la concession

Les charges d'exploitation sont affectées selon différentes clés : opérationnelles (nombre d'interventions avec déplacement, nombre de premières mises en service...), patrimoniales (longueur du réseau, nombre de clients par option tarifaire...) ou financières en fonction de la nature et de l'origine des charges. Elles incluent des charges locales (actions de GRDF directement au niveau du territoire) et une affectation d'une quote-part des charges régionales, nationales et de siège.

La CRE a analysé la contribution à la péréquation tarifaire de chaque commune desservie par GRDF sur la période 2022-2024, afin de lisser d'éventuelles variations annuelles liées au niveau d'activité de la concession.

Parmi les communes desservies par GRDF, plus de 5 000 sont bénéficiaires de la péréquation tarifaire, c'est-à-dire que les recettes d'acheminement locales sont inférieures aux charges imputées localement, à conditions climatiques moyennes. Ce constat concerne en particulier les communes les plus rurales, qui présentent en moyenne des ratios recettes/charges les plus faibles. En effet, la desserte en gaz est plus récente dans les zones rurales que dans les villes, et les communes rurales concentrent davantage d'investissements liés à l'injection de biométhane, comme des raccordements et des maillages. Ces deux facteurs expliquent que les zones rurales disposent en moyenne d'une BAR plus récente et donc moins amortie. Au total, les 3 800 communes rurales (densité de classes 5 à 7) bénéficiaires de la péréquation représentent plus de 800 000 de points de livraison.

Plusieurs communes plus urbaines sont également bénéficiaires de la péréquation, dont 207 communes classées « grands centres urbains », représentant au total 1,8 millions de PDL.

	Nombre de communes	Nombre de PDL	Moyenne 2022-2024 des taux de couverture des charges
<b>1 – Grands centres urbains</b>	162	1,61 M	79%
<b>2 – Centres urbains intermédiaires</b>	161	0,53 M	73%
<b>3 – Petites villes</b>	415	0,27 M	66%
<b>4 – Ceintures urbaines</b>	836	0,46 M	67%
<b>5 – Bourgs ruraux</b>	1752	0,49 M	62%
<b>6 – Rural à habitat dispersé</b>	1932	0,20 M	54%
<b>7 – Rural à habitat très dispersé</b>	87	0,002 M	35%
<b>TOTAL</b>	<b>5345</b>	<b>3,57 M</b>	

Figure 11: Taux moyen de couverture des charges totales par les recettes d'acheminement, en nombre de communes et de PDL desservis

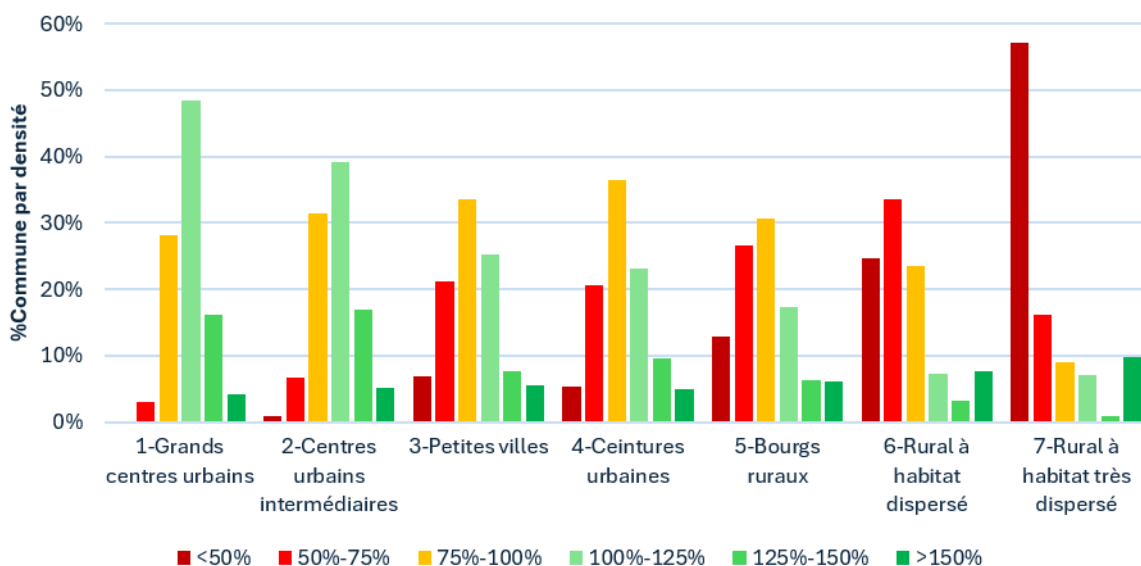
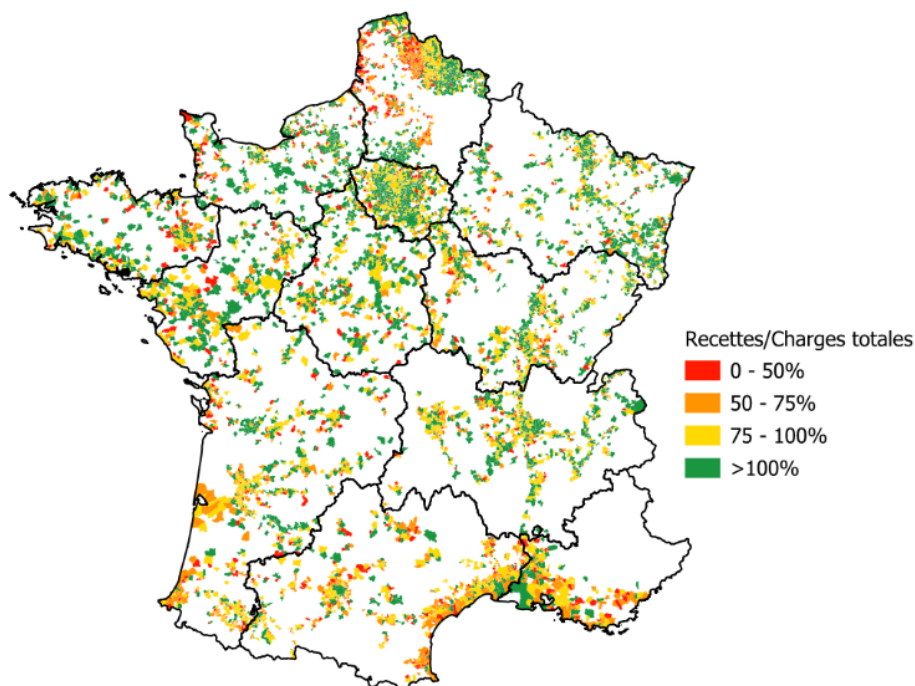


Figure 12 : Taux de couverture des charges totales par les recettes d'acheminement, en % de communes par densité

Il est à noter que, dans une perspective de repli organisé du gaz, les charges d'exploitation imputables à l'activité locale disparaîtraient ou diminueraient avec les interventions clientèle et la maintenance des installations. Or, comme mentionné supra, les charges d'exploitation ne sont pas exclusivement liées à l'activité de la commune. Un repli organisé du gaz d'une commune n'impliquera donc pas automatiquement la disparition de toutes les charges associées telles qu'elles figurent dans les comptes-rendus d'activité de concession.



**Figure 12 : Taux de couverture des charges par les recettes d'acheminement par commune**

Cet indicateur permet de disposer d'une vision globale. Il intègre néanmoins la dynamique des investissements, dont l'amortissement s'étale sur plusieurs décennies : il fait donc cohabiter des données de court terme, comme les charges d'exploitation, et de long terme, comme l'amortissement et la rémunération des actifs. De plus, il inclut les coûts liés aux investissements réalisés par le passé, qui pourraient devenir, dans un contexte de repli du gaz, des coûts échoués.

Il s'agit donc d'un indicateur qui évolue dans le temps. A titre d'exemple, le programme « Changement de gaz » dans le Nord de la France donne lieu, sur plusieurs années, à la comptabilisation de charges d'exploitation élevées dédiées au changement d'équipement des utilisateurs concernés. Sur la période étudiée, cet effet fait apparaître plusieurs communes comme déficitaires dans les deux premiers indicateurs économiques de la présente analyse. Ce programme sera achevé en 2028.

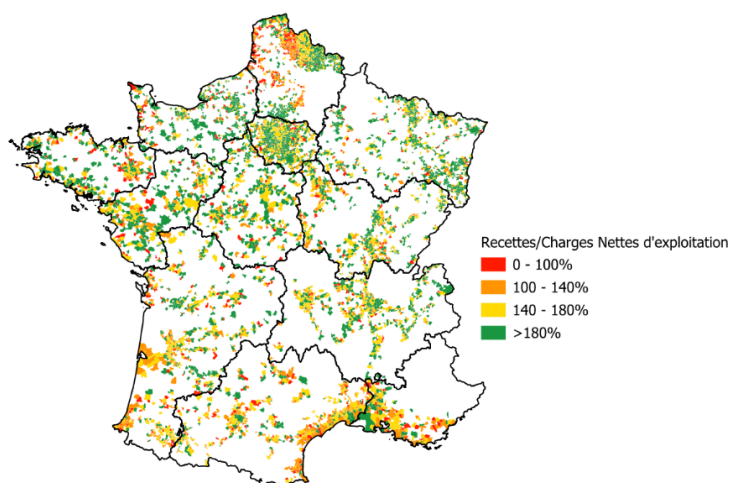
L'analyse économique doit donc être complétée par d'autres indicateurs, que la CRE expose ci-après.

### 1.3.2. Niveau de couverture des charges d'exploitation par les recettes d'acheminement

La CRE a donc souhaité analyser un indicateur complémentaire, focalisé sur l'équilibre économique de court terme à travers le rapport entre recettes d'acheminement et charges d'exploitation.

D'après cet indicateur, environ 900 communes sur les 9 300 desservies par GRDF ont des charges d'exploitation supérieures aux recettes d'acheminement locales.

En nombre, ces zones correspondent principalement à des ceintures urbaines ou petites villes. Néanmoins, on constate que les zones très rurales sont en proportion les plus concernées (avec plus de 50 % des territoires ruraux à habitat très dispersé et plus de 20 % à habitat dispersé concernés). Les centres urbains et les territoires de densité intermédiaire sont moins concernés par ce déséquilibre et présentent en moyenne des ratios supérieurs à 1.



**Figure 13 : Taux de couverture des charges d'exploitation par les recettes d'acheminement, par commune<sup>5</sup>**

	Charges nettes d'exploitation totales (M€)	Ratio moyen recettes/CNE
<b>1-Grands centres urbains</b>	843	175 %
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	365	181 %
<b>3-Petites villes</b>	124	189 %
<b>4-Ceintures urbaines</b>	218	176 %
<b>5-Bourgs ruraux</b>	192	186 %
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	62	177 %
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	2	130 %
<b>Total</b>	<b>1 806</b>	<b>178 %</b>

**Figure 14: Taux moyen de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes d'acheminement, par densité**

<sup>5</sup> Graphiques et cartes préparés par GRDF sur demande de la CRE

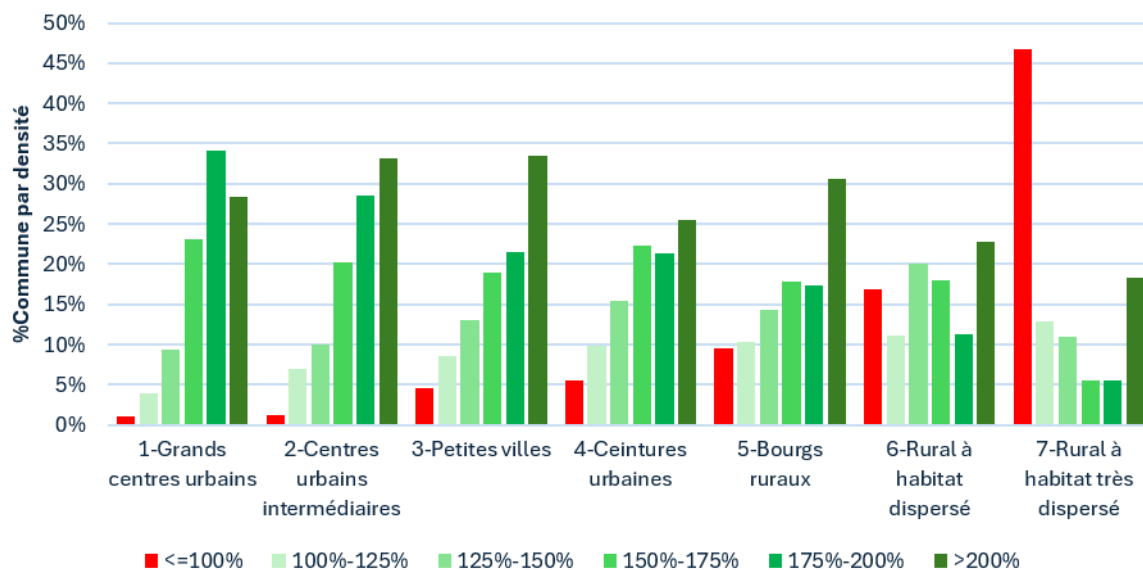


Figure 15 : Taux de couverture des charges d'exploitation par les recettes d'acheminement, en % de communes par densité

### 1.3.3. Valeur et niveau d'amortissement des actifs de réseau

Comme mentionné *supra*, la valeur des actifs et leur niveau d'amortissement sont déterminants dans l'analyse de l'économie des concessions. Les canalisations, amorties sur 30 ou 45 ans, sont les actifs amortis sur les durées les plus longues, et représentent environ 2/3 de la valeur totale de la BAR nette de GRDF. Tout investissement de renouvellement du réseau, notamment pour des raisons de mise en conformité réglementaire, et tout investissement de renforcement ou d'extension du réseau pour l'injection de biométhane constitue donc un allongement de la durée de vie de la BAR à l'échelle locale, un engagement financier pesant sur les utilisateurs du réseau et un potentiel coût échoué en cas d'abandon du gaz.

A la maille du territoire de desserte de GRDF, les 2/3 de la valeur de la BAR sont concentrés dans les zones les plus urbaines (grands centres urbains et les centres urbains intermédiaires).

BAR	Nombre de PDL en 2024	Valeur nette BAR en 2024 (en Md€)	Part de la BAR nette totale de GRDF	Taux d'amortissement moyen
<b>1-Grands centres urbains</b>	5 431 732	6,8	43 %	34%
<b>2-Centres urbains intermédiaires</b>	2 271 414	2,9	18 %	35%
<b>3-Petites villes</b>	734 780	1,2	8 %	35%
<b>4-Ceintures urbaines</b>	1 270 009	1,9	12 %	35%
<b>5-Bourgs ruraux</b>	1 039 739	2,2	14 %	31%
<b>6-Rural à habitat dispersé</b>	287 825	0,9	6 %	29%
<b>7-Rural à habitat très dispersé</b>	4 311	0,0	0 %	29%
<b>Total</b>	11 039 810	15,9	100 %	34%

Figure 16: Valeur nette et taux moyen d'amortissement de la BAR de GRDF, par densité

Au sein de la BAR de GRDF, la part des ouvrages de réseau est relativement jeune et amortie en moyenne à 34 % à fin 2024. Les réseaux des centres urbains sont en général plus amortis que ceux des communes les plus rurales, avec un taux moyen de 35 % contre 29 % pour les communes rurales, compte tenu du développement historique du gaz dans les zones urbaines.

Ainsi, dans une perspective de repli du gaz, les zones urbaines concentrent la plupart du risque de coût échoué et donc l'impact potentiel le plus fort sur les tarifs de réseaux du point de vue de la valeur financière

nette restant à amortir. Or, comme mentionné précédemment, les communes urbaines sont les plus susceptibles de disposer d'un réseau de chaleur urbain pouvant, en cas de classement, fragiliser l'équilibre économique de la concession de gaz. Dans l'hypothèse d'un repli organisé du gaz dans de telles zones, il convient de prendre en considération toutes les infrastructures énergétiques et d'envisager leur avenir les unes par rapport aux autres. Ainsi, l'optimum économique pourrait être recherché pour les différentes concessions de manière à rationaliser l'impact sur les tarifs de réseaux de distribution de gaz.

### 1.3.4. Synthèse : le choix des zones résultera d'une combinaison de tout ou partie de ces critères

Ces analyses préliminaires et l'identification de ces critères ont pour vocation de permettre à chaque territoire qui le souhaiterait de s'en emparer afin de mieux planifier un repli organisé du gaz. Il reviendra aux acteurs locaux de réaliser leurs propres analyses et de retenir la combinaison de critères qui semble pertinente au regard des spécificités du territoire.

Les différents types de communes présentent des leviers propres, mais également des éléments de complexité à prendre en compte.

	Communes davantage rurales	Communes davantage urbaines
Avantages	<p><b>Moins d'habitat collectif</b> : électrification du chauffage techniquement plus accessible</p> <p><b>Davantage de clients « bout d'antenne »</b> : avantage de linéaire à déposer, sous réserve de la part de réseau de structure</p>	<p><b>Concentration des investissements réglementaires</b> à horizon 2040 (substitution de canalisations en cuivre, fonte ductile...) : opportunité d'optimiser les investissements</p> <p><b>Plus forte densité de clients</b> : opportunité d'optimiser les investissements de renouvellement Gazpar si planification d'une sortie totale</p>
Limites	<p><b>Moindre densité de clients, moindre densité de BAR</b> : gain tarifaire par zone plus limité</p> <p>Proximité de la production biométhane</p>	<p><b>Davantage d'habitat collectif avec chauffage individuel gaz</b> : hors opportunité de RCU, l'électrification du chauffage est <i>a priori</i> limitée à l'installation d'un convecteur électrique</p> <p><b>Moins de clients « bout d'antenne »</b> et potentiellement davantage de réseau de structure : moins de linéaire à déposer</p> <p><b>Risque élevé d'usage résiduel et diffus du gaz</b> : nécessaire planification d'une sortie totale à la maille infra-locale, pour éviter le maintien de coûts de surveillance incompressibles</p>