

CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE DE GAZ CONCEDÉE A GRDF

Rapport de contrôle à destination de l'autorité concédante

Exercice 2024

1. CONTEXTE NATIONAL

Si l'exercice précédent s'inscrivait dans la continuité de la crise énergétique liée au conflit ukrainien, marquée par une forte tension sur les marchés gaziers européens, et une sobriété principalement contrainte avec une baisse des consommations de près de 20% entre 2021 et 2023, l'exercice 2024 se caractérise par un retour progressif à une situation d'avant crise. Avec une détente des prix de marché, un relâchement partiel des comportements de maîtrise de la demande est observé en 2024, limitant ainsi la poursuite des gains d'efficacité énergétique enregistrés jusqu'en 2023.

Sur le plan européen, la directive du 13 juin 2024, à transposer en France avant le 5 août 2026, impose aux États membres d'élaborer des plans de déclassement des réseaux de distribution de gaz lorsqu'une réduction de la demande en gaz est prévue et d'intégrer cette perspective dans les stratégies territoriales énergétiques. Cette disposition ouvre une nouvelle phase de réflexion sur l'avenir du maillage gazier, la gestion des actifs de long terme et la synergie entre réseaux d'énergie, notamment dans les zones à potentiel de développement de gaz renouvelable, de réseaux de chaleur ou d'électrification.

Cette réflexion sur l'avenir du réseau doit aussi viser à garantir sa soutenabilité économique, dans un contexte où le nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz de GRDF ATRD7 a augmenté de +27,5% au 1^{er} juillet 2024, afin de compenser la contraction des volumes acheminés sur la période 2020-2024 et de garantir la soutenabilité économique du gestionnaire. Les prévisions de baisse de consommations et de maintien, voire de hausse, des moyens nécessaires à l'activité de distribution publique de gaz font émerger un risque élevé de ciseau tarifaire, que la Commission de Régulation de l'Énergie tente d'atténuer grâce à certaines adaptations du tarif.

L'année 2024 est également marquée par un ralentissement des nouveaux raccordements de sites d'injection de biométhane. Après plusieurs années de forte croissance, seuls 79 nouveaux sites ont été mis en service en 2024, contre plus de 130 en 2023, portant à 731 le nombre total d'unités en injection. Ce ralentissement s'explique en partie par les incertitudes sur la filière liées à la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et à l'arrivée tardive des textes réglementaires relatifs aux Certificats de Production de Biométhane en juillet 2024.

Malgré cela, la production nationale de biométhane injecté continue de progresser, atteignant 11,6 TWh PCS en 2024 (+27 %), soit près de 3,2 % de la consommation totale de gaz. L'atteinte des objectifs

annoncés par les principaux gestionnaires de réseaux (20% en 2030 et 100% en 2050) reste toutefois conditionnée à la clarification du cadre de planification et à l'adaptation du réseau aux gaz renouvelables.

Malgré un contexte réglementaire et réglementaire de plus en plus exigeant, GRDF a globalement maintenu en 2024 un haut niveau de performance dans la gestion du service public de distribution de gaz. Les indicateurs de qualité de service relatifs à la relation usagers – notamment les délais de raccordement, de mise en service et de traitement des réclamations – demeurent conformes, voire supérieurs, aux objectifs incitatifs fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie.

Sur le plan de la sécurité d'exploitation, les taux d'intervention dans les délais réglementaires, la réactivité et le savoir-faire des équipes lors d'incidents ou de signalements de fuite se maintiennent à un niveau élevé, garantissant un haut degré de sécurité pour l'activité.

Pour l'exercice 2024, le contrôle s'est attaché à consolider et sanctuariser les avancées obtenues lors des précédents exercices en matière de transparence du concessionnaire. Les efforts menés ces dernières années par les autorités concédantes ont permis d'améliorer la qualité et l'exhaustivité des informations transmises par GRDF, notamment sur les actes de maintenance, les types de fuites, les opérations de surveillance réglementaire et l'accès à certaines données techniques et patrimoniales. Ces avancées sont essentielles pour assurer pleinement le contrôle des missions de service public déléguées à GRDF dont les autorités concédantes ont la charge.

2. RECOMMANDATIONS A L'ATTENTION DU CONCESSIONNAIRE

Par ordre d'importance :

- **Recommandation n°1** : Compléter la liste des incidents ayant eu lieu sur les ouvrages concédés avec les éléments suivants : localisation et identifiant technique de l'ouvrage siège de l'incident – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°2** : Transmettre le dénombrement détaillé des ouvrages suivants recensés à date sur la concession : canalisations enterrées à faible profondeur, branchements non équipés de dispositifs de coupure automatique du flux gazeux et non reportés en classe A, branchements inactifs depuis plus de 6 mois non sécurisés, détendeurs âgés de plus de 30 ans, branchements individuels avec détente intérieure – *nouvelle recommandation*
- **Recommandation n°3** : Utiliser toutes les opportunités de voiries existantes pour résorber les canalisations exploitées en basse-pression – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°4** : En coordination avec le renouvellement des conduites montantes encastrées en plomb prévu dans le Schéma Directeur des Investissements, sécuriser les conduites d'immeubles en plomb alimentées par un réseau basse pression et sensibles au risque incendie du périmètre concédé, conformément aux engagements pris dans le cadre du contrat de service public 2019-2023 signé avec l'État – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°5** : Transmettre les taux de maintenance réglementaire des ouvrages de la protection cathodique avec les identifiants des ouvrages en retard de maintenance – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°6** : Présenter les droits du concédant et ses composantes dans les comptes rendus annuels d'activité – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°7** : Transmettre le détail des passifs associés aux immobilisations comptables des biens de retour : amortissements techniques et provisions pour renouvellement (stocks à fin d'exercice, affectations au cours de l'exercice), la valeur de remplacement, ainsi que les

amortissements de caducité dans le format prévu à l'alinéa 1 de l'article 3 de l'annexe 1a du cahier des charges du contrat de concession – *maintien de la recommandation*

- **Recommandation n°8 :** Transmettre davantage de précision sur les finalités d'investissements transmises dans le compte-rendu d'activité annuel et dans les données de contrôle, en détaillant les investissements par code finalité afin de pouvoir dissocier les investissements délibérés, réglementaires et curatifs – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°9 :** Définir des indicateurs de suivi de l'atteinte des exigences de l'arrêté du 6 décembre 2021 qui oblige le concessionnaire à protéger d'ici à 2032 l'ensemble des branchements en polyéthylène de diamètre standard existants – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°10 :** Transmettre le nombre de branchements reportés dans la cartographie grande échelle en précisant ceux qui sont reportés en classe A – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°11 :** Justifier la faible valorisation des remises gratuites de tiers sur la période 1950-2005, en particulier sur les ouvrages collectifs de branchement – *nouvelle recommandation*
- **Recommandation n°12 :** Modifier la méthode employée pour le calcul des taux de surveillance présentés dans les comptes rendus annuels d'activité qui ne reflètent actuellement pas le respect des exigences réglementaires – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°13 :** Clarifier le régime juridique des biens affectés à la distribution publique de gaz dans les comptes rendus annuels d'activité, et notamment la distinction entre les biens de retour, les biens propres et les biens de reprise.
- **Recommandation n°14 :** Réaliser des actions de sensibilisation sur la sécurisation des installations intérieures à destination des usagers de Décines-Charpieu, Caluire-et-Cuire, Givors et Vénissieux, au regard du taux important de dangers graves et immédiats mis en avant localement par les diagnostics sécurité gaz – *maintien de la recommandation*
- **Recommandation n°15 :** Fiabiliser les fichiers détaillant les ouvrages en retard de surveillance par rapport à la réglementation, en enlevant notamment les ouvrages qui ne sont pas en retard de surveillance, comme les ouvrages neufs, et les ouvrages qui n'ont pas d'existence réelle sur le terrain, comme les postes de détente fictifs créés dans les inventaires pour la télé-exploitation – *maintien de la recommandation*
- **Recommandations précédentes devenues sans objet suite à leur mise en œuvre par le concessionnaire :**
 - Transmettre les identifiants ou adresses des canalisations, robinets, postes de détente réseau et branchements collectifs en retard de surveillance et maintenance réglementaire
 - Compléter la liste des fuites détectées sur les ouvrages concédés dans le cadre de la surveillance avec le type de fuite tel que défini au RSDG n°14
 - Transmettre le dénombrement détaillé des ouvrages relevant des cibles principales de traitement
 - Transmettre le taux de canalisations reportées en classe A dans la cartographie grande échelle

3. PROPOSITIONS D'AXES D'INVESTIGATIONS COMPLEMENTAIRES

- Bilan définitif du PPI 2020-2024, visant à confronter les investissements et quantités de travaux réalisés sur la période 2020-2024 avec les engagements figurant en annexe 9 du cahier des charges du contrat de concession, calculer le montant des éventuelles pénalités applicables et, le cas échéant, accompagner le SIGERLy dans leur mise en œuvre.
- Assistance à la sécurisation des installations intérieures : à partir des données de contrôle sur les diagnostics des installations intérieures et des données socio-économiques du territoire, détermination du nombre et de la localisation des logements à cibler, assistance à la réalisation d'une convention partenariale avec GRDF pour mettre en place des actions correctives. *Temps estimé : ~ 4 jours de travail*

4. OBJET DU CONTROLE ET FAITS MARQUANTS

4.1 Objet du contrôle

Le Syndicat de Gestion des Énergies de la Région Lyonnaise (SIGERLy) est un syndicat mixte ouvert regroupant la Métropole de Lyon et 65 communes, dont 8 communes « urbaines » du département du Rhône.

Le SIGERLy est l'autorité organisatrice de la distribution publique de gaz pour le compte des communes lui ayant transféré la compétence. Il est propriétaire des biens affectés au service public.

A ce titre, il a délégué le service public de distribution de gaz à GRDF sur 65 communes par le biais d'un contrat de concession en vigueur depuis le 1^{er} mars 2020.

Conformément à l'article L.2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT), le SIGERLy négocie et conclut les contrats de concession permettant de déléguer le service public à un opérateur, et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions. Ce contrôle porte notamment sur l'état du réseau concédé, la qualité du service rendu aux usagers et la valorisation patrimoniale des biens.

Sur le périmètre de desserte historique, GRDF dispose de « droits exclusifs » au sens de l'article 106 du Traité sur l'Union européenne, permettant le renouvellement périodique des contrats de concession de distribution sans publicité, ni mise en concurrence au profit d'un même opérateur. Le tarif d'acheminement est unique et fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie.

Le présent rapport de contrôle expose les principales évolutions du service public de la distribution de gaz exercé par GRDF sur le territoire concédé au titre de l'exercice 2024.

4.2 Principaux faits marquants au niveau national

13 juin 2024 : adoption par le Parlement européen de la directive (UE) 2024/1785 relative à la planification de la transition des réseaux gaziers, à transposer avant le 5 août 2026. Le texte impose aux États membres d'élaborer des plans de déclassement des réseaux de distribution publique de gaz lorsqu'une réduction de la demande en gaz est prévue. Sur les réseaux intégrés à ces plans de déclassement, l'accès pourra être refusé et une interruption de service possible.

1er juillet 2024 : entrée en vigueur de l'ATRD7, fixant le nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel exploités par GRDF. La délibération n°2024-157 de la CRE approuve une évolution moyenne de +27,5 %, afin de compenser la baisse des volumes acheminés observée depuis 2022 et de maintenir l'équilibre économique du distributeur. La régulation introduit de nouveaux mécanismes

d'ajustement tarifaire pour réduire l'effet de ciseau tarifaire engendré par la baisse prévue du nombre d'utilisateurs.

06 juillet 2024 : publication du décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz (CPB). Ces textes précisent les conditions d'émission, de cession et de valorisation des CPB et remplacent progressivement le dispositif antérieur de tarifs d'achat, dans une logique de responsabilisation des fournisseurs et de soutien à la compétitivité de la filière.

25 juillet 2024 : vote du conseil d'administration de GRDF de supprimer la durée de vie technique normative des conduites d'immeuble et des conduites montantes (CI/CM) mises en service à partir du 1er juillet 1979. Auparavant dotées d'une durée de vie technique normative de 45 ans, ces CI/CM sont dorénavant considérées comme non renouvelables sur les contrats de concession en cours. En conséquence, le concessionnaire a constaté dans le compte de résultat 2024 une reprise de provisions pour renouvellement de 722 millions d'euros, portant le stock national de provisions pour renouvellement à 3,4 milliards d'euros à fin 2024, et participant très largement au résultat positif de 822 millions d'euros.

31 août 2024 : publication au Journal officiel de l'Union européenne du règlement (UE) 2024/1783 sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Il impose aux gestionnaires de réseaux de distribution des obligations renforcées de détection, de quantification et de réparation des fuites, avec un suivi annuel des volumes émis et un rapport public transmis à la Commission européenne. La durée maximale entre deux opérations de surveillance de canalisations passe à 3 ans.

04 novembre 2024 : publication du projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2025-2035 (PPE3) en vue de la consultation publique, fixant un objectif de production de biogaz à 50 TWh en 2030, dont 44 TWh injectés sur le réseau de distribution.

31 décembre 2024 : le Panorama des gaz renouvelables 2024, publié par le Syndicat des énergies renouvelables (SER), GRTgaz, GRDF, Téréga et l'AAMF, fait état d'un ralentissement des nouveaux raccordements, avec 79 unités mises en service en 2024 (contre 130 en 2023), pour un total de 731 sites d'injection et une production nationale de 11,6 TWh, en hausse de +27 % sur un an.

4.3 Principaux faits marquants au niveau local

11 avril 2024 : une problématique d'usure matérielle d'un branchement collectif sur réseau entraîne une fuite de gaz, dont la mise en sécurité provoque la coupure de 200 usagers à Rillieux-la-Pape.

Mai à août 2024 : perturbation des émissions radios de GRDF par une entreprise utilisant un système radio proche. Une baisse de réception a été constatée sur une trentaine de communes, entraînant une forte augmentation du taux de compteurs TLRV estimé et provoquant des réclamations liées à ce processus.

15 novembre 2024 : un feu de coffret malveillant provoque la coupure de 299 usagers à Vaulx-en-Velin.

5. ORGANISATION DU CONTRÔLE ET QUALITÉ DES DONNÉES

5.1 Cadre réglementaire

Les autorités concédantes « *exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées [...] par les cahiers des charges de ces concessions.* » conformément aux dispositions de l'article L.2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT),

GRDF rend les informations nécessaires disponibles auprès de l'autorité concédante sous la forme d'un compte rendu d'activité de la concession dont le contenu est défini par les articles D2224-48 à D2224-52 du CGCT :

« Les organismes de distribution de gaz mentionnés au I de l'article L. 111-53 du code de l'énergie communiquent à l'autorité concédante, avant le 1er juin de chaque année, un compte rendu annuel retraçant les opérations afférentes à l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée. [...] »

L'autorité concédante peut demander à l'organisme de distribution de gaz de lui fournir toute information d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique nécessaire à l'exercice du contrôle mentionné à l'article L. 2224-31. »

5.2 Cadre contractuel

Les principes de contrôle sont définis à l'article 38.1 du cahier des charges du contrat de concession en vigueur au 31 décembre 2024 :

« Dans le cadre de ses prérogatives de contrôle, l'Autorité Concédante a la possibilité, par l'intermédiaire de ses agents dûment habilités (ou de tout organisme mandaté par elle), de procéder à toutes vérifications utiles, y compris par la réalisation d'audits techniques sur site portant sur les ouvrages concédés »

5.3 Processus de contrôle mis en œuvre

Le 24 avril 2025, le SIGERLY a adressé à GRDF une demande concernant les informations et données nécessaires au titre du contrôle de l'exercice 2024 de la distribution publique de gaz.

L'autorité concédante a transmis au concessionnaire des listes de données à remettre sur les thématiques technique, économique, financière, clientèle et concernant notamment :

- Les inventaires techniques des ouvrages concédés
- Les actes de surveillance et de maintenance réalisés conformément à la réglementation
- L'inventaire détaillé et valorisé des ouvrages, ainsi que l'inventaire comptable des ouvrages détaillant le droit du concédant et ses éléments constitutifs (fonds de caducité, provisions pour renouvellement affectées...)
- Les indicateurs de qualité de service par catégories de clientèle : réclamation, taux de raccordement dans les délais...

Le 5 juin 2025, le concessionnaire a mis à disposition de l'autorité concédante le compte-rendu annuel d'activité ainsi qu'une partie des données de contrôle associées sur le Portail Collectivité : inventaire regroupé des canalisations, des postes de détente, investissements réalisés, liste des incidents et des fuites de gaz détectées, ...

Le 18 juillet 2025, le concessionnaire a mis à disposition les données cartographiques.

Le 10 octobre 2025, le concessionnaire a adressé des données et informations non présentées sur le Portail Collectivité : taux de maintenance réglementaire, inventaire technique des postes de livraison client, éléments constitutifs des droits du concédant, ...

Le 30 octobre 2025, l'autorité concédante a adressé au concessionnaire une liste de questions sur les données transmises abordant l'ensemble des thèmes de contrôle : politique usager, développement, qualité de service, patrimoine technique, travaux et investissements, exploitation et sécurité, valorisation des ouvrages concédés, ...

Le 19 janvier 2026, le concessionnaire a mis à disposition des éléments complémentaires, notamment le suivi des indicateurs de performance définis à l'annexe 11 du contrat de concession, ainsi qu'une partie des pièces nécessaires à l'analyse de l'échantillon de travaux.

Le **29 janvier 2026**, l'autorité concédante mène le contrôle sur site du concessionnaire GRDF¹, sur la base de la liste de questions adressée préalablement. Le concessionnaire a présenté en séance ses réponses aux questions adressées.

Le **2 février 2026**, le concessionnaire a adressé à l'autorité concédante les présentations utilisées lors du contrôle sur site. L'autorité concédante a adressé au concessionnaire une liste de questions complémentaires à partir de l'analyse des éléments projetés en séance.

Des réponses aux questions complémentaires ont été apportées par le concessionnaire par courrier daté du **25 février 2026**.

5.4 Qualité des données présentées

Les données transmises par le concessionnaire sont globalement fiables, cohérentes avec les années antérieures, le périmètre concédé et l'évolution de l'activité, et plutôt complètes au regard des demandes exprimées par l'autorité concédante pour la réalisation de sa mission de contrôle du service public.

Néanmoins, pour l'exercice 2024, une difficulté particulière a été notée pour obtenir les éléments suivants :

- Les identifiants ou adresses des ouvrages en retard de surveillance par rapport à la réglementation, transmis en image au sein du support de présentation projeté lors de l'audit et non plus en format Excel dans un fichier dédié comme les exercices précédents (hormis pour les branchements collectifs, bien transmis sous format Excel)
- Le taux de canalisations en classe A dans la cartographie grande échelle par commune, transmis en image au sein du support de présentation projeté lors de l'audit
- L'état du stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés en vue de pourvoir à leur renouvellement – *en lien avec la pratique comptable de GRDF et l'obligation contractuelle de remise des ouvrages concédés en état normal de service à l'issue des concessions*.
- Les pièces permettant l'analyse d'un échantillon de 5 dossiers travaux. Les plans au stade APS et les fiches CREI et CJI3 ont été transmises suite à une seconde relance, les autres pièces demandées (devis, convention de desserte si existante, étude B/I le cas échéant, factures des prestataires, montant des reprises, dotations et affectations de PR par ouvrage, ...) n'ont pas été remises.
- L'amortissement de caducité par ouvrage, fourni dans un fichier distinct du fichier Etats de contrôle et inventaire.

Les données importantes pour l'exercice du contrôle et restant à communiquer à l'autorité concédante sont les suivantes :

- Le nombre de branchements reportés en classe A dans la cartographie grande échelle par commune – *en lien avec l'arrêté du 6 décembre 2021 qui prévoit de nouvelles dispositions concernant la protection des branchements existants*

¹ Le contrôle sur site devait se dérouler initialement fin septembre 2025. Il a été décalé à deux reprises à la demande de GRDF, le 1^{er} décembre 2025 puis le 29 janvier 2026.

- Le nombre de dispositifs de sécurisation des branchements non actifs depuis plus de 6 mois, puis plus de 2 ans mis en place sur la concession - *en lien avec l'arrêté du 4 mars 2021 qui fixe de nouveaux objectifs concernant la sécurisation des branchements inactifs*
- Les éléments suivants dans la liste des incidents et fuites ayant eu lieu sur les ouvrages concédés : localisation de l'incident, identifiant technique, matière et année de mise en service de l'ouvrage siège de l'incident – *en lien avec la nécessité pour l'autorité concédante d'estimer les besoins de renouvellement des ouvrages pour contrôler les investissements réalisés par le concessionnaire*
- Le détail des passifs associés aux biens de retour à la maille de chaque immobilisation : amortissements techniques et provisions pour renouvellement (stocks à fin d'exercice, affectations au cours de l'exercice) et la valeur de remplacement – *en lien avec la nécessité de contrôler la correcte constitution et comptabilisation des droits du concédant*
- Les pièces justificatives de la bonne réalisation des actes de maintenance réglementaire réalisés sur les 10 ouvrages composant l'échantillon sélectionné pour l'exercice 2024
- Les pièces permettant l'analyse d'un échantillon de 5 incidents (extraction de la fiche CII, extraction de la GMAO de l'ouvrage siège de l'incident, description des actions correctives mises en œuvre, informations sur la dernière visite de maintenance réalisée, ...)

6. OBSERVATIONS SUR LE SERVICE RENDU

6.1 Les usagers du service

Cf. partie 3.1 du tableau de bord

Le rôle du distributeur de gaz est d'acheminer le gaz pour le compte des différents fournisseurs agréés jusqu'aux points de livraison des usagers du service. En complément de cette prestation d'acheminement, il peut également réaliser des prestations complémentaires, définies par le catalogue des prestations et encadrées par la Commission de régulation de l'énergie.

Le nombre d'usagers de la concession poursuit la baisse amorcée en 2021 pour atteindre 230 624 usagers à fin 2024 (-0,4% par rapport à 2023, soit -835 usagers). Les usagers aux tarifs T1 et T2 (usagers résidentiels et tertiaires avec une consommation inférieure à 300 MWh/an) représentent encore 99,1% des usagers du service public.

Une baisse des usagers est également observée aux niveaux national et régional, mais de manière légèrement plus importante : au niveau national, depuis 2021, le concessionnaire enregistre une baisse annuelle du nombre de clients de l'ordre de -1,0%. Au niveau régional, la baisse du nombre d'usagers est de -1,1% par rapport à fin 2023, et la plupart des concessions du groupement TEARA voient leur nombre d'usagers diminuer.

Par ailleurs, les premières mises en service (2 268) retrouvent un niveau similaire aux exercices 2028 à 2022 (2 553 en moyenne) après une baisse constatée en 2023 (1 766).

6.2 L'énergie acheminée

Cf. parties 3.2 et 4.2 du tableau de bord

Les quantités de gaz acheminées sont mesurées à deux endroits du réseau : au niveau des postes d'injection (transport ou biométhane) et au niveau des compteurs des usagers. Ces derniers mesurent des volumes en m³ qui sont ensuite transformés en kWh grâce à une modélisation par le concessionnaire du pouvoir calorifique supérieur du gaz. Les quantités acheminées dépendent de plusieurs facteurs, en particulier des variations des prix de marché et de la rigueur climatique sur la période de chauffe.

Les quantités de gaz acheminées sur le territoire retrouvent une certaine stabilité, avec 4 139 GWh acheminés en 2024 contre 4 119 GWh en 2023, soit +0,5%. En moyenne, les quantités acheminées s'élevaient à 5 079 GWh entre 2018 et 2022. Cette tendance diffère de la maille régionale (baisse des consommations du distributeur GRDF de -1,1%) et de la maille nationale (-0,9%).

L'année 2024 (1 689 DJU) a été plus chaude qu'en moyenne (1 730 DJU sur la chronique 2018-2023).

La hausse des consommations est liée à celle des usagers T1/T2 (usagers résidentiels ou petits professionnels, avec une consommation inférieure à 300 MWh/an), avec +27,8 GWh par rapport à 2023 soit +1,5%. La légère augmentation de la consommation unitaire corrigée du climat des usagers T1/T2 de la concession à 8,2 MWh/an/usager (contre 8,0 MWh/an/usager en 2023) démontre une atténuation de la sobriété énergétique des usagers du secteur résidentiel sur cet exercice.

Les consommations des usagers T3 (généralement tertiaire et petits industriels) sont stables par rapport à 2023. Les consommations des usagers T4 (industriels) diminuent de -1,4% sur l'exercice 2024.

Le tarif TP (Tarif de Proximité) est une option tarifaire spécifique proposée par GRDF pour les très gros consommateurs de gaz naturel (consommation annuelle supérieure à 5 GWh), généralement des sites industriels. Ce tarif a été créé pour qu'un client avec une forte consommation de gaz situé à proximité du réseau de transport bénéficie des mêmes conditions tarifaires que celles proposées par NATRAN. La concession compte deux clients au tarif TP. La hausse de consommation constatée par rapport à 2023 (+10,1%) est due à un retour à la normale de l'activité de Bluestar Silicones après une année 2023 marquée par les arrêts de production.

6.3 La qualité du service rendu

Cf. parties 3.3 à 3.9 du tableau de bord

En complément de l'acheminement du gaz jusqu'aux compteurs, le distributeur réalise différentes prestations à destination des usagers : relèves, mise en service avec ou sans déplacement, diagnostic des installations intérieures, location de matériel (armoires, compteurs...), études, etc. Elles sont définies dans le catalogue des prestations validé par la Commission de Régulation de l'Énergie. Le concessionnaire est responsable de la qualité de ces prestations et se doit d'assurer la satisfaction des usagers, notamment par un système efficace de réponses aux réclamations.

Réclamations

La diminution du nombre de réclamations amorcée depuis 2021 se poursuit avec 747 réclamations comptabilisées en 2024, contre 986 en 2023, soit - 24,2%. Le taux de réclamations pour 1000 usagers s'élève ainsi à 3,24, un niveau inférieur au niveau national (4,1) et régional (4,2).

Le principal thème de réclamation reste les données de comptage, notamment le retard ou l'absence de publication d'index, généralement signalée par le fournisseur et nécessaire pour réaliser sa facturation au réel (100 réclamations en 2024), ainsi que la qualité des services liés au relevé (94 réclamations en 2024).

Le concessionnaire a précisé lors du contrôle que les émissions radios de GRDF ont été perturbées de mai à août 2024 par une entreprise utilisant un système radio proche de celui de GRDF. Une baisse de réception a été constatée sur une trentaine de communes, entraînant une forte augmentation du taux de compteurs TLRV estimé et provoquant des réclamations liées à ce processus.

En 2024, une hausse des réclamations du thème « Gestion et réalisation des prestations » est observée avec +45,1% par rapport à 2023. Elle s'explique par la création d'une nouvelle classification visant à regrouper toutes les réclamations liées à des problématiques de transmission d'index aux fournisseurs lors des demandes de mise en service, hors service ou de changement de fournisseurs, également appelée problématique TECAI (Traitement En Cours – en Attente d'Index) : 71 réclamations. Auparavant, ces

réclamations étaient réparties dans d'autres thèmes. Cette hausse ne traduit donc pas une baisse de la qualité des prestations rendues par GRDF.

Depuis l'entrée en vigueur de l'ATRD7 au 1^{er} juillet 2024, c'est le taux de réponse aux réclamations sous 15 jours qui est incité. Sur le territoire, il s'établit à 94,8%, inférieur à la moyenne nationale de 95,3% et régionale de 95,7% mais supérieur à l'objectif fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie de 93,0%.

Le nouvel indicateur incité « taux de réclamations multiples » est de 8,6% à la maille de la concession, bien inférieur à la moyenne régionale (11,7%) et nationale (12,8%). L'objectif fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie est de 12% en 2024. Le suivi de cet indicateur permettra de mesurer la qualité des premières réponses apportées par GRDF lors du traitement des réclamations.

Raccordement, mises hors service et relève des compteurs

Les prestations de raccordement (24 300 en 2024) sont réalisées à 96% dans les délais. Les mises hors service (17 899 en 2024) sont réalisées à 94,5% dans les délais, un taux inférieur au niveau national (96,1%), ainsi qu'à l'objectif incitatif fixé à 96,5% par la Commission de régulation de l'énergie.

Le concessionnaire réalise également la relève des index des usagers par le biais de compteurs communicants télérelevés. La chaîne communicante a permis la relève de 99,2% des index du territoire.

Sur le territoire, les principales anomalies engendrant des estimations d'index sont les compteurs situés en limite de couverture radio des concentrateurs ainsi que les pannes des compteurs. Une vigilance particulière de l'autorité concédante est à avoir sur le bon fonctionnement de la chaîne communicante sur le territoire. Deux concentrateurs supplémentaires ont été mis en service en 2024.

Depuis le 1^{er} juillet 2024, l'ATRD7 a introduit un terme de relève résiduelle, visant à couvrir les surcoûts engendrés par les consommateurs non équipés de compteur Gazpar ne communiquant pas leur index de consommation pendant plus de 12 mois à compter du 1^{er} janvier 2024. Ce terme tarifaire est fixé à 3,65 € HT par mois. 401 clients sont concernés sur la concession, soit 20% des clients non équipés d'un dispositif communicant. A fin d'exercice, le concessionnaire ne réalise plus de relève à pied des compteurs hors prestations complémentaires prévues au catalogue.

Diagnostic sécurité des installations intérieures

En 2024, 1 418 diagnostics des installations intérieures remises en service après une interruption de plus de 6 mois ont été réalisés. 76 Dangers Graves et Imminents (DGI) ont été détectés, soit un taux de 5,4% des diagnostics, en hausse par rapport à 2023 (4,6%). Ce taux est le 3^{ème} plus élevé de la région Sud-Est.

Le concessionnaire a précisé lors du contrôle qu'il n'y avait pas de récurrence entre les secteurs ou rues concernées par un DGI d'une année sur l'autre.

6.4 La performance du concessionnaire

Cf. partie 3.10 du tableau de bord

Le nouveau modèle de cahier des charges de contrat de concession FNCCR-FU-GRDF 2022 prévoit un système de la mesure de la performance du concessionnaire, composé de 6 indicateurs soumis à d'éventuelles pénalités financières.

Pour l'exercice 2024, tous les indicateurs de performance sont restés au-delà des seuils à partir desquels des pénalités pourraient trouver à s'appliquer.

Des précisions ont été demandées lors du contrôle sur la méthodologie de calcul de l'indicateur de performance n°5. Cet indicateur consiste à contrôler, sur un échantillon aléatoire de 5% des chantiers mis en immobilisation dans l'exercice précédent, la position de la totalité des boules marqueurs détectées sur le tracé du chantier. En 2024, sur l'échantillon sélectionné, 100% des points de mesure seraient conformes.

En revanche, en réponse aux questions complémentaires, GRDF précise que 10 boules marqueur étaient manquantes sur les 12 chantiers échantillonnés. Le nombre de points contrôlés étant de 57, la part de contrôles conformes est donc de 85%. Cette valeur est cohérente avec les années précédentes (75,3% en 2023 et 76% en 2022). Un rappel a été fait aux entreprises pour que les boules marqueurs soient bien mises en place.

6.5 Le développement du gaz renouvelable

Cf. partie 4.1 du tableau de bord

Au cours de l'année 2024, 32,5 GWh ont été produits sur le département (+ 133% par rapport à 2023) par le biais de 2 sites de production, dont 1 situé directement sur le périmètre concédé. Aucun nouveau site n'a été mis en service en 2024 : la forte augmentation de production correspond à un retour à la normale de l'injection du site de méthanisation agricole « SAS Métha Val de Saône » après une année 2023 particulièrement basse.

Cette production locale permet au département d'autoproduire 0,4% de sa consommation de gaz sur le réseau de distribution (contre 0,2% en 2023). Ce taux d'autoproduction varie au cours de l'année en fonction des consommations : il était de l'ordre 0,1% en janvier 2024 et de 0,9% en août 2024. Au niveau national, le taux d'autoproduction s'élève à 3,9% à fin 2024.

Sur le département, les sites d'injection ont fonctionné en 2024 à 77% de leur capacité totale.

Des capacités d'injection ont été réservées par les projets suivants :

- Méthanisation agricole à Genas : 14 GWh, mise en service prévue en 2027
- Méthanisation agricole à Montanay : 14 GWh, mise en service prévue fin 2027
- STEP de Givors : 4 GWh, mise en service prévue en 2028
- STEP de Pierre-Bénite, 69 GWh, mise en service prévue en 2029

L'injection de gaz renouvelable local dans les réseaux de distribution peut être freinée par des problématiques de saturation des poches de gaz : au sein d'une poche de gaz, les consommations doivent permettre d'absorber le gaz injecté. En cas de saturation, si les actes d'exploitation possibles ne suffisent pas (ajustement des pressions de consigne, optimisation de l'injection...), des raccordements entre poches de gaz peuvent être réalisés.

Le biométhane produit localement ayant un pouvoir calorifique plus faible que celui du gaz fossile, la modélisation de la quantité de gaz renouvelable circulant dans les réseaux est un enjeu important pour la facturation des usagers puisque cette dernière peut varier de plus ou moins 10% en fonction de la localisation de l'usager sur une poche de gaz avec injection de biométhane.

Sur la concession, le pouvoir calorifique du gaz acheminé a pu varier de 11,323 kWh/Nm³ sur la poche gaz n°03 « Chassieu Genas » au cours du mois de juillet, à 12,211 kWh/Nm³ sur la même poche au cours du mois d'octobre. Il se maintient donc dans la fourchette réglementaire de 10,7 à 12,8 kWh/Nm³. Une vigilance de l'autorité concédante est à conserver sur ce sujet afin d'assurer aux usagers une facturation au plus proche de l'énergie réellement délivrée.

Le coefficient de conversion gaz permettant la conversion entre m³ et kWh (correspondant au PCS) est calculé une fois par mois pour les compteurs communicants et après chaque relevé pour les compteurs relevés tous les 6 mois. Il est transmis par GRDF aux fournisseurs de gaz.

7. OBSERVATIONS SUR LES CARACTERISTIQUES DU RESEAU

7.1 Les canalisations

Cf. parties 5.1, 6.1 et 6.2 du tableau de bord

Les canalisations, ou conduites de distribution, permettent d'acheminer le gaz. Elles sont composées de tubes de différents matériaux, reliés entre eux par des soudures ou des joints, et sont enterrées sous la chaussée quasi-exclusivement sur le domaine public.

La longueur totale de canalisations atteint les 2 610 km à fin 2024 (+ 2 km par rapport à 2023).

Les canalisations en acier, technologie principale entre 1950 et 1980, représentent 778 km à fin 2024. Lorsqu'il n'est pas protégé, l'acier est un matériau vulnérable au risque de corrosion. Pour pallier ce risque, le concessionnaire équipe toutes les canalisations d'un revêtement limitant le contact avec le sol. Depuis les années 1980, ce revêtement est en polyéthylène et protège plus efficacement les canalisations en acier.

De plus, la quasi-totalité des canalisations en acier est équipée d'un système de protection cathodique, permettant d'empêcher le phénomène de corrosion, à l'exception de 6,15 km à fin 2024. Ces canalisations non protégées cathodiquement sont à surveiller plus fréquemment par le concessionnaire conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000. Par ailleurs, toute fuite liée à une corrosion sur une canalisation en acier non protégé cathodiquement doit entraîner réglementairement le renouvellement du tronçon dans un délai de 2 ans maximum. Une vigilance particulière est à maintenir sur l'évolution de ces ouvrages et sur les incidents associés.

Depuis les années 1980, le concessionnaire déploie quasi exclusivement des canalisations en polyéthylène haute densité (1 808 km à fin 2024, +9 km par rapport à 2023), une technologie jugée fiable et pérenne.

Sur la concession, 98,2% des réseaux sont exploités en moyenne pression (0,4 à 4 bar). Il subsiste 47,10 km de canalisations exploitées en basse pression, réparties de manière éparse sur plusieurs communes pour des dessertes spécifiques, par exemple de certains lotissements.

Les statistiques nationales montrent que les canalisations exploitées en basse pression sont associées à des taux de fuites plus importants que les canalisations moyenne pression². Du fait de la faible pression dans le réseau, les fuites de gaz sont plus difficiles à détecter et le risque d'accumulation est plus important. Enfin, les installations alimentées en basse pression ne possédant pas de détendeurs, à chaque coupure, le concessionnaire doit passer chez chaque usager pour s'assurer que le gaz est fermé avant de remettre en service la poche de gaz, ce qui complexifie les remises en gaz. Pour toutes ces raisons, le renouvellement des canalisations basse pression résiduelles en moyenne pression paraît opportun sur la concession (*cf. recommandation n°3*).

Il subsiste également 14 km de canalisations en cuivre devant faire l'objet d'un renouvellement d'ici 2050 conformément au même texte réglementaire.

L'âge moyen des canalisations atteint les 33,3 ans (+0,8 an par rapport à 2023), supérieur aux 29 ans au niveau national. Le taux de canalisations construites après 1980 est de 78,3%, contre 83% au niveau national. Les canalisations de la concession sont donc globalement plutôt anciennes.

7.2 Les postes de détente réseau

Cf. partie 5.2 du tableau de bord

² 0,3 fuites par an pour 100km de réseau en moyenne pression, contre 0,8 fuites par an pour 100km de réseau en basse pression en polyéthylène, rapport interministériel « La sécurité des réseaux de distribution publique de gaz »

Les postes de détente réseau sont les ouvrages qui permettent de modifier la pression du gaz transitant dans les canalisations du réseau de distribution publique de gaz. Il existe 4 niveaux de pression usuels : la Moyenne Pression C (MPC) supérieure à 4 bars, la Moyenne Pression B (MPB) comprise entre 0,4 et 4 bars, la Moyenne Pression A (MPA) comprise entre 50 et 400 mbar et la Basse Pression (BP) comprise entre 7 et 50 mbar.

Sur le territoire de la concession, 136 postes de détente réseau sont en service à fin 2024, dont 76 sont utilisés pour desservir les 1,8% du réseau exploités en basse-pression. Parmi ces 136 postes, 39 sont télésurveillés et font remonter des alarmes au bureau d'exploitation en cas d'anomalie de pression notamment.

La réduction des réseaux basse pression du périmètre concédé, outre les enjeux associés à la qualité des ouvrages, pourrait permettre de supprimer de nombreux postes de détente réseau et ainsi réduire les coûts de maintenance associés.

7.3 Les robinets de réseau

Cf. partie 5.5 du tableau de bord

Les robinets de réseau sont des ouvrages clés de l'exploitation puisqu'ils permettent de couper certaines parties du réseau lors d'un incident ou lors de travaux importants. Leur nombre et leur positionnement impactent donc directement le nombre d'usagers coupés lors des incidents.

Leur mise en place constitue un investissement pouvant aller jusqu'à quelques milliers d'euros. L'objectif du concessionnaire est de trouver le nombre optimal de robinets à conserver dans le schéma de vannage pour allier performance et sécurité. Il y a donc sur le réseau des robinets utiles à l'exploitation, et d'autres non utiles à l'exploitation, i.e. qui ne font pas partie du schéma de vannage utilisé par le concessionnaire pour exploiter le réseau.

Sur les 2 531 robinets disponibles sur les canalisations du territoire, le concessionnaire a choisi d'en utiliser 1 423 dans son schéma de vannage, contre 1 448 sur l'exercice 2023. Cette diminution de 25 robinets utiles à l'exploitation traduit la poursuite de l'optimisation du schéma de vannage.

D'un point de vue financier, les robinets de réseau ne sont pas immobilisés en tant que tels dans l'inventaire des immobilisations, mais sont immobilisés avec les canalisations sur lesquelles ils sont installés. Il n'est donc pas possible de les dénombrer ou de les identifier avec certitude dans les immobilisations.

Par ailleurs, une meilleure connaissance de leur emplacement et de leur état (fermé/ouvert) pourrait permettre à l'autorité concédante de connaître les poches de gaz du réseau et mieux appréhender leur saturation en lien avec l'injection de biométhane et les consommations.

7.4 Les branchements individuels

Cf. parties 5.6 et 6.1 du tableau de bord

A ce jour, le concessionnaire ne possède pas d'inventaire technique exhaustif des branchements individuels, car il considère que cet inventaire n'est pas nécessaire pour exploiter le réseau. Ces derniers sont systématiquement recensés en cartographie et équipés d'un système de protection depuis le début des années 2000. Ainsi, tous les branchements individuels ne figurent pas encore en cartographie et ne sont pas protégés contre le risque d'arrachement.

Conformément à l'arrêté du 6 décembre 2021 portant modification de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, le concessionnaire doit, d'ici à 2032, protéger contre l'arrachage ou la fusion l'ensemble des branchements existants en polyéthylène exploités en moyenne pression de type B, à l'exception des branchements reportés en classe A dans la

cartographie. En 2050, l'ensemble des branchements existants en polyéthylène devront être protégés contre l'arrachage ou la fusion.

D'après les données transmises par le concessionnaire, le nombre de branchements individuels concernés par cette réglementation (mis en service entre 1980 – *année du déploiement du polyéthylène pour les branchements* - et 2000) est estimé à environ 26 200 unités d'après l'inventaire détaillé des immobilisations.

Le concessionnaire ne met à disposition des autorités concédantes ni des indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de cette réglementation (*cf. recommandation n°9*), ni le nombre de branchements reportés en classe A dans la cartographie grande échelle (*cf. recommandation n°10*).

Par ailleurs, le concessionnaire inventorie depuis plusieurs années les branchements individuels qui présentent une caractéristique particulière nécessitant un suivi (exemple : détente intérieure). Il ne transmet pas aux autorités concédantes l'état actuel de l'inventaire (*cf. recommandation n°7*).

7.5 Les ouvrages de branchements collectifs

Cf. partie 5.6 du tableau de bord

Les ouvrages de branchements collectifs sont l'ensemble des ouvrages situés en amont du compteur et en aval du branchement collectif. Ces ouvrages comprennent notamment les branchements collectifs (BRC), les conduites d'immeubles (CI), les conduites montantes (CM), les conduites de coursive (CC), les nourrices de compteur (NC), les tiges cuisine (TC) et les branchements particuliers (BPIC).

Ces ouvrages peuvent être en différents matériaux, généralement en cuivre, en acier ou en fonte. Les ouvrages de branchements collectifs en acier sont protégés contre la corrosion grâce à un revêtement.

Sur la concession, 17 897 branchements collectifs sont recensés (+ 49 par rapport à 2023), principalement en polyéthylène, pour 16 054 conduites d'immeuble (+ 117) principalement en cuivre ou en acier et 16 249 conduites montantes (+ 168) principalement en cuivre.

Dans l'inventaire technique des ouvrages de branchements collectifs remis aux autorités concédantes, des informations jugées importantes sont manquantes (environnement, type de brasure...) afin de pouvoir estimer le nombre d'ouvrages devant faire l'objet d'une vigilance, en particulier les Cibles Principales de Traitement.

De plus, malgré les efforts, la complétude des bases de données concernant ces ouvrages doit encore être améliorée : 82,2% des branchements collectifs n'ont pas d'année de mise en service et 10% n'ont pas de matériau renseigné et sont potentiellement en plomb, matériau interdit dans les constructions nouvelles aujourd'hui. 92% des conduites d'immeuble et 90% des conduites montantes n'ont pas d'année de mise en service.

7.6 Les compteurs et régulateurs

Cf. partie 5.8 du tableau de bord

Le régulateur, qu'on peut également appeler détendeur, est un équipement généralement placé en amont des compteurs dont le but est d'abaisser et de réguler la pression du gaz en maintenant un niveau constant selon les limites prescrites.

Les régulateurs sont des pièces mobiles responsables en 2024 de plus d'un tiers des incidents (565 incidents sur 1 546) sur les ouvrages concédés exploités par le concessionnaire.

L'arrêté du 4 mars 2021 portant modification de l'arrêté du 23 février 2018 impose une durée de vie maximale pour les régulateurs fixée à 20 ans à partir de 2040, et impose donc implicitement au concessionnaire de recenser tous les régulateurs de la concession, notamment ceux sur branchements individuels. Des marchés de recensement et de remplacement des régulateurs allant de mars 2025 à

décembre 2028 sont en cours d'attribution sur la plateforme spécialisée de GRDF, pour des montants estimés à 47 millions d'euros au niveau national.

Depuis l'exercice 2021, les régulateurs sont immobilisés séparément du compteur dans l'inventaire patrimonial, sous le code catégorie S21E. Sur la concession, à fin 2024, 53,4% des régulateurs ont fait l'objet d'un renouvellement.

7.7 Les ouvrages sensibles

Certains ouvrages du réseau de distribution de gaz peuvent être considérés comme plus sensibles que d'autres, au regard de leur environnement, leur composition ou leur historique. Le suivi de ces ouvrages particuliers, qui font l'objet d'actions spécifiques par le concessionnaire (maintenance plus fréquente, renouvellement...), doit faire l'objet d'une vigilance particulière de l'autorité concédante.

Sur le territoire, à fin 2024, les ouvrages sensibles recensés sont les suivants :

- Les canalisations en cuivre : 14 km, à résorber d'ici le 1^{er} janvier 2050 conformément à l'arrêté du 6 décembre 2021 portant modification de l'arrêté du 13 juillet 2000
- Les branchements non protégés hors classe A : quantité non communiquée, à protéger ou reporter en classe A d'ici le 1^{er} juillet 2032 conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000
- Les détendeurs âgés de plus de 30 ans : quantité non communiquée sur un total d'environ 81 200 régulateurs, à remplacer d'ici le 1^{er} janvier 2031 conformément à l'arrêté du 23 février 2018
- Les branchements inactifs depuis plus de 6 mois non sécurisés : quantité non communiquée, à sécuriser et obturer conformément à l'arrêté du 23 février 2018
- Les canalisations enterrées à faible profondeur : quantité non communiquée, à mettre en conformité avec les dispositions réglementaires
- Les canalisations acier non protégées cathodiquement : 6,15 km, devant faire l'objet d'une surveillance accrue de la part du gestionnaire de réseau conformément au RSDG n°14, sensible au risque de corrosion
- Les conduites d'immeuble et montantes en plomb : respectivement 1 202 et 1 314 unités, matériau interdit pour la construction d'ouvrages neufs conformément à l'arrêté du 23 février 2018
- Les cibles principales de traitement identifiées au niveau national : 497 adresses concernées par des branchements particuliers en plomb qualifiés de vétustes. Le concessionnaire précise que 270 copropriétés ont été contactées à la date du 25/02/26. 14 adresses sont concernées par des branchements individuels en acier/solacier/cuivre MPB avec régulateur à l'intérieur d'un local.

Une attention particulière doit être portée par l'autorité concédante sur le dénombrement et le traitement de ces ouvrages (*cf. recommandation n°2*).

7.8 L'amélioration de la cartographie des ouvrages

Cf. partie 5.9 du tableau de bord

Le concessionnaire tient à jour une cartographie grande échelle des ouvrages lui permettant de réaliser ses travaux et de répondre aux déclarations de travaux (DT) et aux déclarations d'intention de commencement de travaux (DICT) des différents maîtres d'ouvrage.

Sur ces plans, le repérage des canalisations peut se faire selon 3 niveaux de précision : la classe A (fuseau d'incertitude de 50 cm), B (fuseau d'incertitude de 1,5 mètre) et C (autres cas).

En réponse aux DT/DICT, le concessionnaire fournit le tracé des ouvrages du réseau de gaz en indiquant leur classe de précision cartographique.

Dans l'objectif de réduire les risques de dommages aux ouvrages, le concessionnaire est censé garantir une précision cartographique de classe A sur le tracé des ouvrages dans ses réponses aux DT/DICT. Dans le cas contraire, le décret anti-endommagement prévoit que les responsables des travaux réalisent eux-mêmes des investigations complémentaires (IC) pour classer le réseau en A, répercutées ensuite à la charge des gestionnaires de réseau de distribution. Ces derniers peuvent utiliser les résultats de l'IC pour mettre à jour leur cartographie.

Sur la concession, le taux de canalisations en classe A était de 81,14% à fin 2024, très proche de la moyenne nationale de 85,5%. Le taux varie de 71,20% à Brignais à 89,91% à Chassieu.

Le concessionnaire ne communique ni le taux ni le nombre de branchements en classe A dans la cartographie grande échelle, alors que ces derniers sont le siège de près de 70% des dommages aux ouvrages (cf. recommandation n°10).

8. OBSERVATIONS SUR L'EXPLOITATION DU RESEAU

8.1 L'activité de surveillance

Cf. partie 7 du tableau de bord

Le contrat de concession prévoit à l'article 2 que « *le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et le gère conformément au présent cahier des charges. Il l'exploite à ses risques et périls. Il est notamment chargé dans le cadre du présent cahier des charges de concession d'assurer [...] la conduite, l'exploitation, la maintenance et le renouvellement des ouvrages.* »

L'article 6.2 du cahier des charges précise que « *le concessionnaire assure la détection des fuites éventuelles sur le Réseau concédé, le bon fonctionnement des organes de coupure et des divers appareils et les installations de protection cathodique par le biais d'une action de surveillance et de maintenance périodique* ».

En 2022, de nombreuses évolutions réglementaires sont venues encadrer et préciser les exigences concernant l'activité de surveillance du concessionnaire, notamment :

- le Règlement de Sécurité de la Distribution de Gaz (RSDG) n°14, mis à jour le 12 février 2022, qui fixe des fréquences de surveillance des canalisations spécifiques en fonction du matériau et la périodicité maximale de visite sur les postes de détente, les postes biométhane et les robinets de coupure réseau à 4 ans
- l'arrêté du 4 mars 2021 qui fixe la périodicité de visite des branchements collectifs à 10 ans
- l'arrêté du 6 décembre 2021 qui prévoit pour la protection cathodique, à partir du 1er juillet 2022, une périodicité de 15 mois pour les contrôles (évaluation générale) et une périodicité de 3 à 4 ans pour les inspections (évaluation complète et détaillée)

Dans le compte-rendu d'activité du concessionnaire, ce dernier transmet uniquement les quantités programmées selon son prescrit sur lequel il ne communique pas, et les quantités réalisées. Ces éléments ne permettent pas de juger du respect de la réglementation (cf. recommandation n°12).

Il transmet néanmoins des jeux de données complémentaires au CRAC qui permettent de pousser les analyses de la surveillance et la maintenance réalisées sur les ouvrages concédés. Sur la concession, les taux de surveillance réglementaire à fin 2024 sont de :

- 99,84% pour les canalisations, avec 4 060 mètres de canalisations toujours non surveillées conformément à la réglementation au 31 décembre 2024. A date du contrôle sur site, les canalisations avaient été surveillées.
- 99,86% pour les robinets de coupure réseau, correspondant à 2 robinets en retard de surveillance par rapport à la réglementation au 31 décembre 2024 (identifiants : D69043-ROB00076 et D69081-ROB00002) tous les 2 surveillés en 2025.
- 99,26% pour les postes de détente réseau, correspondant à 1 poste de détente en retard de maintenance par rapport à la réglementation au 31 décembre 2024 (identifiant : D69266-PDR00032). Ce poste a été maintenu le 30/01/25.
- 98,1% pour les branchements collectifs, correspondant à 318 ouvrages en retard en surveillance par rapport à la réglementation au 31 décembre 2024. A date du contrôle sur site, l'ensemble de ces branchements avait été surveillé.

Lors du contrôle sur site, le concessionnaire a transmis le détail des identifiants des robinets, postes de détente réseau et branchements collectifs en retard de surveillance par rapport à la réglementation. Il est donc possible pour l'Autorité Concédante de vérifier d'une année à l'autre que ce ne sont pas toujours les mêmes ouvrages qui sont en retard de surveillance par rapport à la réglementation.

Malgré la demande, le concessionnaire ne transmet pas d'éléments permettant de vérifier le respect de la réglementation sur les ouvrages de la protection cathodique (*cf. recommandation n°5*).

De plus, depuis le 12 février 2022, la réglementation, via le RSDG n°14, définit une procédure de classification des fuites détectées lors de la recherche systématique de fuite comportant 3 types de fuites en fonction de leur gravité et des actions à mener. Les opérations de recherche systématique de fuite permettent de surveiller l'étanchéité du réseau, mais également des branchements individuels qui ne sont pas surveillés par ailleurs.

Lors du contrôle sur site, et contrairement à l'année passée, le concessionnaire a intégré aux présentations un tableau détaillant le type des fuites détectées sur les canalisations lors des opérations de surveillance. Ce tableau constitue une amélioration dans la transparence du concessionnaire et permet de mieux juger l'état du réseau.

Il permet de constater que sur les 6 fuites détectées dans le cadre de la maintenance, 2 ont été classées de type 1, correspondant au niveau de gravité le plus élevé, nécessitant une réparation dans un délai maximal de 5 jours.

8.2 Les incidents et les fuites

Cf. partie 8 du tableau de bord

Le concessionnaire intervient pour l'ensemble des incidents pour lesquels il est appelé, même s'ils concernent des installations intérieures d'utilisateurs mises en place par leurs propres moyens. Ainsi, dans l'étude de l'incidentologie du réseau concédé, il est important de retirer du champ d'étude les incidents qui n'ont pas pour siège un ouvrage exploité par le concessionnaire.

Par ailleurs, certains incidents ne peuvent pas être imputés à la politique de maintenance ou de renouvellement du concessionnaire, notamment : les dommages aux ouvrages, les actes de malveillance, les défaillances des réseaux d'électricité ou d'eau à proximité des réseaux de gaz... Ces incidents sont appelés des incidents exceptionnels ou externes.

En 2024, 1 540 incidents ont eu lieu sur des ouvrages concédés au concessionnaire, contre 1 802 en moyenne sur la période 2018-2023 hors effet gazpar³.

Les trois quarts des incidents ont pour origine une cause matérielle, notamment l'usure ou la rupture des régulateurs.

Ainsi, les incidents les plus récurrents ont lieu sur des ouvrages pour lesquels le concessionnaire ne possède pas encore d'inventaire technique (les branchements individuels et leurs régulateurs).

Parmi les 1 546 incidents sur les ouvrages concédés, 780, soit 50%, sont des fuites de gaz. Sur la chronique 2022-2024, les fuites de gaz sont principalement liées à l'usure des détendeurs des branchements individuels, branchements collectifs et branchement particuliers, ainsi qu'aux postes de livraison client dont certains sont encore propriété des usagers hors concession. Le programme de rajeunissement des régulateurs devrait donc permettre, à terme, de limiter le nombre de fuites de gaz sur le réseau.

Pour chaque catégorie d'ouvrage, les taux de fuites de la concession (en moyenne glissante sur 5 ans) ont été comparés aux taux moyens observés sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques, regroupant 22 500 km de canalisations et près d'un million d'usagers. Les taux de fuites de la concession par catégorie d'ouvrage sont inférieurs ou similaires aux taux moyens ainsi calculés, à l'exception du taux de fuites sur canalisations MPB et du taux de fuite sur poste de livraison client.

Hors incidents exceptionnels ou externes (dommages, malveillance, actes volontaires, effet gazpar), le nombre d'incidents diminue progressivement sur la chronique 2022-2024, pour atteindre 1 050 en 2024, légèrement inférieur à la moyenne de 1 269 sur la chronique 2018-2023.

Il est important que l'autorité concédante suive année après année l'évolution de ces indicateurs et veille à ce qu'aucune dérive ne soit constatée, les ouvrages devant être remis en état normal de service conformément à l'article 45.1 du cahier des charges du contrat de concession.

Dans les fichiers de contrôle, le concessionnaire ne transmet pas l'identifiant de l'ouvrage siège du défaut, ni sa localisation, ni son matériau, ni son année de mise en service, ce qui limite les possibilités d'analyse de l'Autorité Concédante et sa connaissance de l'état de son patrimoine (*cf. recommandation n°1*).

8.3 La continuité d'alimentation

Cf. partie 8.3 du tableau de bord

Lors d'un incident sur le réseau de distribution publique de gaz, le concessionnaire met en sécurité l'installation et les personnes. Cette mise en sécurité peut passer par la fermeture de certains robinets de réseau et donc la coupure de l'alimentation de certains usagers. Le concessionnaire assure ensuite des visites de remise en gaz des usagers coupés.

Le nombre d'usagers coupés à cause d'incidents ayant eu lieu sur les ouvrages concédés (hors effet gazpar), qui est fortement variable d'un exercice à l'autre, s'établit à 3 914 usagers, contre 5 945 en moyenne sur la chronique 2018-2023. Ce résultat s'explique par le plus faible impact des dommages aux ouvrages ayant eu lieu sur le territoire en 2024, avec seulement 734 usagers coupés, contre 3 024 en moyenne sur la chronique 2018-2023.

Hors dommages et actes de malveillance, le nombre d'usagers coupés pour 1000 usagers s'établit à 8,8, pour 14,0 en moyenne sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques. Ainsi, les

³ L'effet gazpar correspond au surplus d'incidents enregistrés sur la période de déploiement intensif du compteur communicant (2019-2022). Lors de ce déploiement, les prestataires devaient vérifier l'absence de micro-fuites sur le détendeur et les éléments encadrant les compteurs. Toute micro-fuite détectée a fait l'objet d'une déclaration d'incident.

usagers de la concession sont moins impactés par des coupures d'alimentation que les autres concessions analysées. Ce résultat peut s'expliquer notamment grâce à un schéma de vannage comportant davantage de robinets utiles à l'exploitation.

9. OBSERVATIONS SUR LES ASPECTS FINANCIERS ET COMPTABLES

9.1 Les investissements du concessionnaire

Cf. partie 9 du tableau de bord

Conformément à l'article L.432-8 du code de l'Énergie, le gestionnaire du réseau de distribution publique de gaz est chargé, « *dans le cadre des cahiers des charges des contrats de concession [...] d'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation* ». Les ouvrages concédés sont propriétés de l'autorité organisatrice dès leur réalisation. La part financée par le concessionnaire est remboursée par le tarif d'acheminement ATRD.

En application de l'article L.2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales, les autorités concédantes conservent la faculté d'exercer la maîtrise d'ouvrage des travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution.

Les investissements du concessionnaire, en termes d'ouvrages mis en service sur l'année 2024, s'établissent à 14 M€, contre 12,9 M€ en moyenne sur la chronique 2018-2023 hors déploiement du compteur communicant.

Les investissements de raccordement continuent la baisse amorcée en 2021 (2,1 M€ en 2024, contre 3,6 M€ sur la chronique 2018-2023) en lien avec le contexte difficile des solutions gaz dans le cadre actuel.

Les investissements de modifications d'ouvrages à la demande de tiers diminuent par rapport à 2023 (4 M€ contre 5,5 M€) mais se maintiennent à un niveau élevé par rapport à la chronique 2018-2022 (1 M€).

Les investissements de transition énergétique sont en hausse (0,3 M€ contre 0,1 M€ en moyenne sur la chronique 2018-2023).

Les investissements de modernisation des ouvrages de 2,7 M€ en 2024 comprennent, sur la base d'estimation : les investissements curatifs, principalement suite à incident (environ 0,27 M€), des investissements délibérés de GRDF (environ 0,9 M€), et les investissements réglementaires (environ 1,57 M€). Les investissements délibérés de GRDF concernent principalement le renouvellement de branchements individuels, possiblement avec des problématiques de détente intérieure.

Il serait souhaitable de modifier les libellés des postes d'investissement par finalité, afin de bien distinguer les investissements volontaires des investissements imposés par la réglementation en vue de la préparation d'un projet de schéma directeur des investissements. Pour cela, il existe par exemple une vingtaine de « codes finalités » utilisés par GRDF, mais non transmis aux AODEs à date (exemple : P3 résorption de fonte ductile, P4 résorption de réseau BP, S4 branchements BP en plomb...), ce qui limite l'analyse des finalités d'investissements (*cf. recommandation n°8*).

9.2 La valorisation du patrimoine concédé

Cf. partie 10 du tableau de bord

Le patrimoine concédé est composé des biens matériels et immatériels nécessaires au service public et affectés exclusivement à la concession.

D'après la comptabilité de GRDF, la valeur brute des ouvrages concédés (canalisations, branchements, etc.), qui correspond à leur valeur d'origine, atteint 472,6 M€ à fin 2024 (+ 7 M€ par rapport à 2023). Elle est répartie à 50% sur les canalisations, 19% sur les branchements individuels et 22% sur les ouvrages collectifs de branchement.

Parmi ces 472,6 M€ de valeur brute des ouvrages concédés, environ 9,1 % sont enregistrés en financement concédant par le biais des remises gratuites de tiers.

Les remises gratuites de tiers sont estimées et valorisées par le concessionnaire. Or, l'analyse des coûts unitaires réalisée à partir de l'inventaire patrimonial montre que les remises gratuites de tiers sur certains ouvrages, notamment sur les ouvrages de branchements collectifs, semblent avoir été sous-valorisées sur la chronique 1950 – 2005, diminuant ainsi le financement concédant du patrimoine concédé.

Depuis, les méthodes de valorisation des remises gratuites de tiers se sont améliorées et ont fait l'objet de plusieurs actualisations (en 2005, en 2010) mais restent encore discutables. Les pratiques régionales sont en cours d'harmonisation.

9.3 L'inventaire patrimonial

L'inventaire patrimonial, ou inventaire détaillé des immobilisations, est transmis chaque année à l'Autorité Concédante dans le cadre du contrôle. Il recense pour tous les biens affectés au service concédé leur valeur initiale, leur valeur restant à rembourser par le tarif et les montants financés par le concessionnaire et le concédant (Autorité Concédante et tiers).

D'après cet inventaire, la valeur brute des biens affectés au service concédé est de 529,2 M€, dont 472,6 M€ d'ouvrages concédés.

Cet inventaire ne donne pas la distinction entre les biens de premier établissement et les biens de renouvellement pour les ouvrages suivants : branchements collectifs mis en service avant 2003, branchements individuels mis en service avant 2003, conduites d'immeubles mise en service avant 2003, conduites montantes mises en service avant 2003.

Il permet de suivre la valeur brute et nette comptable et les origines de financements de chaque immobilisation concédée. Il permet ainsi une description détaillée de l'actif (*i.e. ce qui est possédé*) associé aux biens concédés. De plus, il permet de calculer la valeur des ouvrages restant à rembourser par le tarif de distribution, conformément au décret n° 2016-495 du 21 avril 2016.

En revanche, cet inventaire patrimonial ne peut pas être considéré comme un inventaire comptable (au même titre que l'inventaire transmis par Enedis depuis l'arrêté du 10 février 2020 par exemple) car il ne contient pas les informations concernant les passifs (*i.e. les dettes associées à ce qui est possédé*) des biens concédés. Ces éléments ne sont disponibles que par regroupement de catégorie d'ouvrages et par commune dans le fichier « Etat de contrôle et inventaire ».

Nous recommandons que l'Autorité Concédante exige du concessionnaire la transmission d'un véritable inventaire comptable avec les éléments de passifs suivants associés aux immobilisations comptables des biens de retour : amortissements techniques et provisions pour renouvellement (stocks à fin d'exercice, affectations au cours de l'exercice), ainsi que les amortissements de caducité et la valeur de remplacement (cf. recommandation n°7).

9.4 Les méthodes comptables du concessionnaire

Les principes comptables appliqués aux entreprises délégataires de concessions sont réglementés par le Plan Comptable Général (PCG) issu du règlement n°2014-03 du 1^{er} janvier 2016 de l'Autorité des normes comptables (ANC).

Conformément à l'article 621-8 du PCG, l'ensemble des biens concédés est inscrit à l'actif du bilan de la comptabilité du concessionnaire.

Pour matérialiser le fait que le concessionnaire n'est pas propriétaire des ouvrages, il enregistre au passif du bilan la contrepartie de la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concessionnaire dans le compte 229 « Droits du concédant », appelé « Comptes spéciaux des contrats de concession » dans la comptabilité de GRDF.

Le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie a autorisé Gaz de France en 1999 à constituer des provisions pour renouvellement destinées au renouvellement des ouvrages. En application du principe de permanence des méthodes, le modèle comptable mis en place par Gaz de France en 1999 n'a pas été modifié à la création de Gaz Réseau Distribution France le 1er janvier 2008.

Sur le périmètre de desserte historique, le concessionnaire pratique les méthodes comptables suivantes :

- Des amortissements de caducité sur les biens de premier établissement financés par le concessionnaire sur le contrat en cours, calculés sur la durée restante du contrat, et qui constituent une charge au compte de résultat du concessionnaire et créditent les droits du concédant. L'amortissement de caducité ne fait pas l'objet d'une obligation contractuelle et n'est pas listé dans l'ATRD parmi les charges couvertes par le tarif fixé par la CRE, bien que l'article 452-1-1 du code de l'énergie prévoit que le tarif « *[couvre] l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires* ».
- Des amortissements techniques sur les biens renouvelables avant l'échéance du contrat et financés par le concessionnaire sur le contrat en cours, qui constituent une charge au compte de résultat du concessionnaire. Ils sont calculés sur la durée de vie utile des biens.
- Des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables avant le terme normal du contrat. Un bien est considéré renouvelable si sa date probable de renouvellement, calculée avec sa durée de vie technique normative, est avant l'échéance du contrat de concession qui le régit. Pour chaque immobilisation renouvelable, la provision est constituée de manière à couvrir l'écart en le coût théorique de renouvellement et la valeur de l'immobilisation financée par GRDF. Concernant la pratique des provisions pour renouvellement, le commissaire aux comptes écrit dans le rapport annuel que « *cette provision est destinée à couvrir, à terme le renouvellement des actifs en concession* ». Cependant, contrairement au modèle de l'électricité, la provision pour renouvellement ne fait pas l'objet d'une obligation contractuelle et n'est pas listée dans l'ATRD parmi les charges couvertes par le tarif fixé par la CRE, bien que l'article 452-1-1 du code de l'énergie prévoit que le tarif « *[couvre] l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires* ».

Au niveau national, à la suite d'une reprise de 722 millions d'euros de provisions pour renouvellement au résultat de l'entreprise en conséquence de la modification du caractère renouvelable des conduites d'immeuble et conduites montantes post-1979 acté lors du conseil d'administration du 25 juillet 2024, le montant du stock de provisions pour renouvellement s'établit dorénavant à 3,4 milliards d'euros. Sur la concession, le stock de provision pour renouvellement au 31/12/2024 est de 124,9 millions d'euros.

Le concessionnaire ne communique pas dans le compte rendu annuel d'activité sur les méthodes comptables employées et sur la comptabilisation des passifs associés aux ouvrages concédés (cf. recommandation n°6).

Des interrogations demeurent sur la constitution, l'affectation et la reprise des provisions pour renouvellement ainsi que leur comptabilisation au niveau de la concession établie en considération de l'obligation contractuelle pour le concessionnaire de maintenir les ouvrages dans un état normal de service tel que stipulé au cahier des charges des contrats de concession.

9.5 Les droits du concédant

Cf. partie 10.3 du tableau de bord

Ces méthodes comptables impactent directement les droits du concédant, également appelés par GRDF « Comptes Spéciaux des Contrats de Concession », et qui correspondent à la valeur des ouvrages exigibles en nature à l'échéance du contrat de concession. Ils valent 206,8 M€ à fin 2024 (- 3 M€ par rapport à 2023).

Contrairement à l'électricité, le concessionnaire ne fait pas figurer dans le compte rendu annuel d'activité le montant des droits du concédant et sa décomposition (*cf. recommandation n°6*).

Les seuls éléments transmis par GRDF sont les éléments constitutifs des droits du concédant à la maille commune et nature d'ouvrage. Ce niveau de détail ne permet pas de contrôler la bonne constitution des passifs à la maille immobilisation.

Pour cela, il faudrait que le concessionnaire transmette :

- les amortissements de caducité par immobilisation
- les amortissements industriels par immobilisation
- le stock de provisions pour renouvellement associé aux immobilisations
- le montant des provisions utilisées pour financer les immobilisations
- la valeur théorique de remplacement des immobilisations

Afin de pouvoir contrôler la correcte constitution et affectations des passifs associés aux biens concédés, des efforts de transparence sont à mener par le concessionnaire (*cf. recommandation n°8*).

10. OBSERVATIONS SUR L'EQUILIBRE ECONOMIQUE DE LA CONCESSION

Cf. partie 11 du tableau de bord

GRDF est une entreprise dont le périmètre d'activité s'étend sur l'ensemble du territoire français, et dont l'organisation n'est pas centrée sur les concessions. Le seul vrai compte d'exploitation du concessionnaire est le compte d'exploitation national, disponible dans le rapport annuel du commissaire aux comptes.

Depuis 2016, dans le CRAC transmis à la maille de chaque concession, le concessionnaire propose une reconstitution de l'équation tarifaire réalisée par la CRE au niveau national, dans l'optique de donner aux autorités concédantes une représentation des produits et charges à la maille de chaque contrat de concession, ainsi que de leur rentabilité et de leur participation au système de péréquation national.

En particulier, la présentation de ces éléments, nommés par le concessionnaire « compte d'exploitation synthétique » dans les CRAC, ne correspond pas à une vision de véritable compte d'exploitation pour les raisons suivantes (i) elle ne retranscrit pas les charges réellement constatées sur les concessions (provision pour renouvellement, amortissement de caducité) ; (ii) elle fait apparaître la rémunération des investissements prévue dans le tarif en charge d'investissement (iii) les charges d'exploitation sont calculées selon un système complexe de clé de répartition sur lequel le concessionnaire communique des informations limitées et sont donc difficilement contrôlables ;

Dans ce compte d'exploitation reconstitué, tous les produits sont natifs, c'est-à-dire qu'ils sont constatés et comptabilisés sur les concessions sur lesquelles ils ont lieu, et reflètent exactement les produits perçus par le concessionnaire via le fournisseur de gaz des usagers.

Toutefois, les charges d'exploitation ne sont pas natives, mais sont reconstituées à partir de données à des mailles différentes des concessions. En effet, les différentes agences (exploitation, ingénierie, siège...) du concessionnaire interviennent sur plusieurs concessions, ce qui rend complexe le rattachement des