

## ANNEXE 2 : PLAN D' ACTIONS POUR LA TRANSITION ECOLOGIQUE DU TERRITOIRE (2022 – 2026)

Conformément aux dispositions du Chapitre VIII, cette annexe décrit le cadrage pour l'élaboration et le pilotage des actions locales contribuant à la transition écologique du territoire en lien avec les enjeux de la distribution du gaz.

En tant qu'acteur énergétique local, le Concessionnaire contribuera, dans le respect de ses missions, à la mise en œuvre d'actions en lien avec les politiques énergétiques locales.

Par ailleurs, afin de viser les pleines conditions de succès, les Parties définissent ensemble les rites et rythmes de partage et de pilotage pour l'élaboration des actions, leurs mises en œuvre, l'analyse des résultats en découlant et leur adaptation dans le temps.

Les Parties conviennent de l'élaboration des actions à pas de temps quinquennal, avec :

- Un examen annuel des actions réalisées et les adaptations éventuelles pour l'année à venir
- Une actualisation du plan d'actions au cours de la dernière année de la période quinquennal pour une entrée en vigueur dès la première année de la période quinquennale suivante

Pour la première période (2022 à 2026) et à compter de la date de mise en vigueur du Traité les actions ci-après sont retenues, nonobstant les autres actions qui pourront survenir en déclinaison du chapitre VIII du cahier des charges.

Ces actions sont en cohérence avec les décisions du Schéma Directeur des Energies de METZ METROPOLE réalisé en 2020 et celles du Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) à venir, avec notamment deux objectifs principaux :

- Réaliser des économies d'énergie via la rénovation des bâtiments publics et la sensibilisation aux économies d'énergie.
- Résorber au maximum la précarité énergétique des ménages du territoire.

Actions 2022-2027	Moyens envisagés	Indicateurs de suivi
<b>Les bâtiments de la métropole</b>		
<b>1- Accompagner la Métropole dans la rénovation de son patrimoine</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diagnostic de la performance du patrimoine <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Fourniture des données de consommation gaz avant et après rénovation.</li> <li>○ Etude sur une éventuelle adaptation technique des postes de livraison.</li> <li>○ La mise en location si besoin des postes de livraison.</li> </ul> </li> <li>• Informer sur les solutions gaz performantes par typologie de bâtiment dans le cadre des diverses réglementations thermiques et techniques : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Informer sur les solutions gaz performantes et partager les retours d'expérience associés avec METZ METROPOLE : PAC dont chaudière thermodynamique, pile à combustible, micro-cogénération, etc.</li> </ul> </li> </ul>	Selon le niveau de sollicitations	Suivi annuel du Nombre de bâtiments municipaux encore au fioul

<ul style="list-style-type: none"> <li>Accompagner la mise en œuvre de solutions performantes liées à l'infrastructure gazière et assurer la conversion gaz de bâtiments communaux au fioul du territoire.</li> </ul>		
<p><b>2- Contribuer à la sortie totale du fioul de l'usage chauffage pour les logements, vecteur d'économie de consommation d'énergie et d'émissions de CO2.</b> Concernant la maison individuelle, l'ambition du SDE est de convertir d'ici 2030 l'ensemble des logements au fioul dans les communes gazières avec des chaudières à condensation ou des PAC Hybride.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Travail en commun entre GRDF, METZ METROPOLE, les partenaires en lien avec la rénovation et les communes pour identifier finement les maisons et copropriétés chauffées au fioul selon des méthodes à définir conjointement.</li> <li>Création d'une instance de pilotage, réunissant l'ensemble des parties prenantes de cette action, pour permettre le suivi régulier de l'action.</li> <li>Elaboration d'une stratégie de communication adaptée avec METZ METROPOLE et les partenaires.</li> <li>Etablissement ou adaptation des outils d'information expliquant l'intérêt des conversions fioul-gaz et les mesures facilitant l'opération.</li> <li>Sensibilisation et mobilisation des salariés des parties prenantes de cette action sur le dispositif de conversion fioul-gaz.</li> <li>Mobilisation par GRDF de l'ensemble des acteurs de la filière présents sur METZ METROPOLE dans le respect des principes de non-discrimination (installateurs, chauffagistes, fabricants de matériels)</li> <li>Anticipation de GRDF avec les communes et METZ METROPOLE pour viser des raccordements qui engendrent un minimum de perturbations.</li> </ul>	<p>Accompagnement des clients dans la conversion au gaz, aux actions de prospection, aux campagnes de communication en faveur des conversions</p>	<p>Nombre de conversions fioul vers gaz Tonnes de CO2 évitées</p>
<p><b>3- Accompagner METZ METROPOLE dans la résorption de la précarité énergétique</b></p>	<p>Actions CIVIGAZ</p>	<p>Nombre de personnes sensibilisées</p>
<p><b>Augmenter la production d'énergie renouvelable</b></p>		
<p><b>4- Développer la production et l'usage du biogaz (en substitution au gaz fossile)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sensibiliser les élus de l'Eurométropole aux enjeux et bonnes pratiques de la méthanisation durable (limitation des cultures énergétiques, préservation de la ressource en eau via le nouveau SDAGE), réaliser un travail de sectorisation, voire accompagner les agriculteurs</li> <li>Créer une nouvelle unité de méthanisation des boues d'eaux usées, au sein de la STEP d'Haganis (Maître d'ouvrage : Haganis)</li> <li>Développer ou optimiser des unités de méthanisation durables, pour augmenter la production de biogaz local, favorisant l'indépendance énergétique du territoire</li> </ul>		
<p><b>5- Travailler sur l'écosystème H2 de la Métropole</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Etudier la possibilité d'injection d'hydrogène dans le réseau de GRDF.</li> <li>Etudier les possibilités de méthanation pour augmenter les productions de gaz verts du territoire à injecter dans le réseau. Si ce processus de méthanisation devait utiliser le CO2 issus d'unités de méthanisation, il conviendra que ces sites locaux de méthanisation</li> </ul>	<p>Participer aux réflexions et groupes de travail du territoire</p>	<p>Etat des lieux des contributions et échanges</p>

<p>durables soient exemplaires en termes de bonnes pratiques (limitation des cultures énergétiques, préservation de la ressource en eau...).</p>		
<p><b>Baisser les émissions de GES sur l'Eurométropole de Metz</b></p>		
<p><b>6-Diminuer les émissions de méthane du réseau gaz de 40% en 2030 par rapport à 2009. A savoir que les émissions du réseau sont réparties en 3 sources :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les émissions dues aux dommages aux ouvrages et incidents (98%).</li> <li>- Les émissions dues aux travaux et aux actes d'exploitation (1%).</li> <li>- Les émissions liées à la perméabilité des conduites PE (1%).</li> </ul> <p><b>Le principal levier d'action est de travailler sur la réduction significative du nombre de dommages aux ouvrages sur le territoire de l'Eurométropole de Metz. :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mener les actions de sensibilisation auprès de entreprises qui interviennent sous MO de la Métropole.</li> </ul>		<p>Nb de dommages aux ouvrages sur le territoire. Nb de sensibilisation des entreprises</p>
<p><b>7-Dans le cadre de la future ZFE sur l'Eurométropole, réfléchir à l'intégration des solutions GNV et bioGNV grâce à la production locale et durable (limitation des cultures énergétiques, préservation de la ressource en eau...) de biométhane existante et la distribution à la station TotalEnergies (rue des Alliés). Dans une logique d'économie circulaire et territoriale pour valoriser les biodéchets et les déchets de stations d'épuration afin de baisser les émissions de CO2 et maîtriser le coût du transport.</b></p>		<p>Consommations des stations GNV. Quantité d'émissions de CO2 évitées</p>

## ANNEXE 3 : ELEMENTS DU COMPTE-RENDU D'ACTIVITE DE LA CONCESSION (CRAC)

---

Les données transmises par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante comprendront notamment :

- ❖ Les principaux résultats, les faits marquants et les perspectives d'évolution du service se rapportant à la Concession ainsi qu'une présentation de l'organisation du Concessionnaire mise en place pour remplir les missions concédées
- ❖ Les indicateurs de suivi de qualité de service et de sécurité visés à l'annexe 4
- ❖ une synthèse des incidents survenus sur le Réseau, ainsi qu'un retour sur les incidents significatifs
- ❖ Un compte-rendu de la politique d'investissement comprenant :
  - une présentation des investissements liés aux ouvrages mis en service dans l'année et dans chacune des 2 années précédentes ;
  - une présentation des dépenses d'investissements de l'année et de chacune des 2 années précédentes, par nature de biens (biens concédés et autres biens y compris quote-part des biens propres du Concessionnaire) ;
  - la liste des principaux chantiers réalisés en matière de « Raccordements et transition écologique », « modification d'ouvrages à la demande de tiers » et « Adaptation et modernisation des ouvrages » réalisés précisant la longueur de réseau, le nombre de Branchements Individuels et le nombre de Branchements Collectifs mis en service ;
- ❖ Les dépenses d'investissements futurs telles que visées au Décret n°2016-495 du 21 avril 2016 ;
- ❖ Une synthèse de la valorisation du patrimoine par nature de biens (biens concédés et autres biens y compris quote-part des biens propres du Concessionnaire) :
  - La valeur initiale financée par le Concessionnaire
  - La valeur initiale financée par l'Autorité Concédante via une contribution telle que définie par l'article L.432-7 du code de l'énergie
  - L'estimation par le Concessionnaire de la valeur initiale financée par les tiers (remises gratuites des lotisseurs, aménageurs, ...)
  - La valeur nette réévaluée en cohérence avec les principes de détermination de la BAR (Base d'Actifs Régulée) fixés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)
  - La charge d'investissement calculée en cohérence avec les principes de détermination du tarif d'acheminement fixés par la CRE. La part de remboursement économique de l'ouvrage et la part relative au coût de financement sont communiquées
- ❖ Une synthèse de l'inventaire des réseaux de la Concession comprenant la longueur des canalisations répartie par type de matériau et de pression
- ❖ Un compte d'exploitation de la Concession détaillant en particulier :
  - les recettes liées à l'acheminement du gaz, les recettes liées aux prestations complémentaires, et les éventuelles recettes pour l'acheminement du gaz vers un réseau aval n'étant pas dans la zone de desserte péréquée
  - les charges d'exploitation de la Concession, les charges liées aux investissements (remboursement économique des investissements et coût du financement), en cohérence avec les charges prises en compte par la CRE pour la détermination du tarif d'acheminement
  - l'impact climatique et la contribution de la Concession à la péréquation tarifaire
- ❖ L'état des règlements financiers intervenus entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire
- ❖ La liste des Raccordements au Réseau des installations de production de biométhane.

## ANNEXE 4 : INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE ET DE SECURITE

Les indicateurs visés à l'Article 41.2 du cahier des charges sont décrits ci-dessous.

Ils pourront être ajustés, toutes choses égales par ailleurs, afin de prendre en compte les évolutions techniques ou réglementaires, en particulier l'arrêté mentionné à l'article D.2224-51 du code général des collectivités territoriales.

C = maille Concession (Contrat)

D = maille départementale

R = maille régionale du Concessionnaire

N = maille nationale

INDICATEURS	Maille	Description
<b>QUALITE ET SECURITE DU RESEAU GAZ</b>		
Nombre de fuites sur canalisations	C	Nombre de fuites sur les canalisations de la Concession, signalées lors de la recherche systématique de fuites ou comptabilisées lors d'interventions de sécurité.
Nombre de fuites sur CICM	C	Nombre de fuites sur les Conduites d'Immeuble ou les Conduites Montantes, signalées lors de la recherche systématique de fuites ou comptabilisées lors d'interventions de sécurité sur le périmètre de la Concession.
Nombre de fuites sur Branchements	C	Nombre de fuites sur Branchements Individuels et Branchements Collectifs (en amont de l'Organe de coupure générale), signalées lors de la recherche systématique de fuites ou comptabilisées lors d'interventions de sécurité sur le périmètre de la Concession.
Nombre d'incidents selon le niveau de pression	C	Nombre total d'incidents sur réseau, selon les regroupements de pression suivants : BP + MPA MPB + MPC
Nombre de dommages aux ouvrages avec fuite	C	Nombre de dommages aux ouvrages avec fuite sur les réseaux enterrés. <i>Cet indicateur est intégré au calcul de l'un des items du « Radar Sécurité » visé à l'Article 41.2 du cahier des charges</i>
Nombre de Clients finals coupés pour incidents	C	Nombre de Clients finals coupés suite à incident ou intervention non planifiée sur le Réseau de la Concession.
Nombre d'interventions suite appels de tiers	C	Nombre total d'interventions suite appels de tiers, en distinguant interventions de sécurité et dépannages, des techniciens d'intervention sécurité gaz du Concessionnaire. <i>Le sous-indicateur « interventions de sécurité » est intégré au calcul de l'un des items du « Radar Sécurité » visé à l'Article 41.2 du cahier des charges</i>

Taux d'interventions de sécurité en moins de 60 minutes	D	<p>Nombre d'interventions de sécurité pour lesquelles il s'écoule moins de 60 minutes entre l'appel au numéro Urgence Sécurité Gaz et l'arrivée du technicien d'intervention de sécurité, rapporté au nombre total d'interventions de sécurité.</p> <p><i>Cet indicateur est intégré au calcul de l'un des items du « Radar Sécurité » visé à l'Article 41.2 du cahier des charges</i></p>
Taux de Procédures Gaz Renforcées (PGR)	C	<p>Nombre d'interventions conjointes du Service Départemental d'Incendie et de Secours et du technicien d'intervention du Concessionnaire qualifiées de PGR, en regard du nombre total d'interventions de sécurité.</p>
Délai d'interruption du flux gazeux sur Procédure Gaz Renforcée (PGR) sur voie publique	D	<p>Mesure le délai entre le signalement de l'incident et l'arrêt du flux gazeux. Il est calculé à la maille départementale (maille du Service Départemental d'Incendie et de Secours).</p>
<b>ACTIVITES DE MAINTENANCE</b>		
Programme de maintenance	C	<p>Taux de maintenance préventive des postes de détente réseau, robinets de réseau utiles à l'exploitation et Branchements Collectifs, calculé sur le périmètre de la Concession : nombres d'actes réalisés dans l'année sur nombre d'actes planifiés dans l'année conformément à la politique de maintenance du Concessionnaire.</p> <p><i>Ces indicateurs sont complétés, pour les postes de détente réseau et les robinets de réseau utiles à l'exploitation, par des données permettant de calculer le taux d'ouvrages visités conformément à la réglementation. Ces données permettent le calcul de deux des items du « Radar Sécurité » visé à l'Article 41.2</i></p>
Surveillance du Réseau	C	<p>Taux de réalisation de la recherche systématique de fuites calculé comme étant la longueur de réseau inspectée sur la longueur de réseau à inspecter.</p> <p><i>Cet indicateur est complété par des données permettant de calculer le taux de linéaire visité conformément à la réglementation. Ces données permettent le calcul d'un des items du « Radar Sécurité » visé à l'Article 41.2</i></p>

QUALITE DES SERVICES		
Taux d'accessibilité de l'accueil téléphonique distributeur	R	Nombre d'appels pris / Nombre d'appels reçus.
Suivi des réclamations	C	Nombre de réclamations (tous émetteurs confondus) concernant : - l'accueil (acheminement-livraison / gestion des demandes) - exploitation du Réseau et travaux - la gestion et la réalisation des prestations - les données de comptage (relevé et mise à disposition)
Taux de réponse aux réclamations sous 30 jours	C	Nombre de réclamations (tous émetteurs confondus) traitées dans les 30 jours / Nombre total de réclamations transmises (tous émetteurs confondus)
Taux de réponse aux fournisseurs sous 15 jours	R	Nombre de réclamations fournisseurs traitées dans les 15 jours / Nombre total de réclamations transmises par les fournisseurs
Nombre d'interventions pour impayés	C	Nombre de déplacements pour coupure, prise de règlement, rétablissement réalisés à la demande de fournisseurs pour impayés des clients finals
Taux de relevé des Compteurs sur index réel	C	Nombre de Compteurs relevés sur index réel (y compris Compteurs communicants) rapporté au nombre total de Compteurs à relever dans l'année (Compteurs actifs uniquement)
Taux de relevés corrigés	C	Nombre d'index corrigés rapporté au nombre de Compteurs non communicants relevés.
Taux d'accessibilité des Compteurs domestiques	C	Nombre de Compteurs domestiques actifs et inactifs accessibles (situés en dehors du logement et ne nécessitant pas la présence du client) rapporté au nombre total de Compteurs domestiques de la Concession.
Taux de respect du délai Catalogue des demandes reçues des fournisseurs	C	Nombre de prestations réalisées dans les délais du Catalogue de prestations / Nombre total de prestations soumises à délais

		Ces prestations incluent entre autres les mises en service et hors service demandées par les fournisseurs.
Nombre de diagnostics d'installations intérieures	C	Nombre de diagnostics d'installations intérieures réalisés à l'initiative de GRDF (avec accord client)
<b>RACCORDEMENTS ET TRANSITION ECOLOGIQUE</b>		
Premières mises en service clients	C	Nombre de nouvelles mises en service suite à une demande Fournisseur.
Taux de Raccordement dans les délais (hors Extensions de réseau)	C	Nombre de Raccordements réalisés dans le délai convenu avec le client final / Nombre total de Raccordements réalisés
Taux de satisfaction « Raccordement »	R	Pour les clients résidentiels, part des clients (en %) se déclarant satisfaits et très satisfaits sur l'item « Raccordement » lors de l'enquête diligentée annuellement par le Concessionnaire.  Pour les clients non résidentiels (industriels, tertiaires, collectivités locales), le Concessionnaire donnera a minima des éléments d'analyse qualitatifs sur l'évolution du niveau de satisfaction globale.
Compteurs communicants	C	Nombre de Compteurs communicants installés sur le territoire de la Concession.  Modalités d'information mises en œuvre pour informer les clients gaz.
Injection de Gaz renouvelable	C	Nombre de points d'injection de Gaz renouvelable sur le territoire de la Concession (existants et en projet).
Mobilité propre au gaz	C	Nombre de stations GNV (ouvertes au public ou multi-acteurs) raccordées au Réseau de la Concession.
Rendement de réseau	N	Mesure la performance du Réseau en prenant en compte les pertes constatées (fuites ou fraudes) et les biais de comptage. Cette performance est évaluée à partir des quantités d'énergie mesurées en entrée et en sortie du Réseau de distribution, retraitées pour pouvoir être comparées sur une même année civile et corrigées des effets du climat.



CONNAISSANCE DU PATRIMOINE		
Indicateur de connaissance patrimoniale	C	<p>Auto-évaluation par le Concessionnaire de sa connaissance du patrimoine de la Concession.</p> <p>Il s'agit d'un indice composite constitué de sous-indicateurs répartis en trois catégories (inventaire, cartographie, autres éléments de connaissance et de gestion). Chacun des sous-indicateurs doit atteindre un nombre maximal de points. La valeur de l'indice, calculée chaque année, est comprise entre zéro (0) et 100. Les modalités de calcul sont précisées par le Concessionnaire dans le compte-rendu annuel d'activité.</p>
CARTOGRAPHIE DES RESEAUX		
Taux de canalisations en classe A	C	<p>Cet indicateur correspond au taux de Classe A pour les canalisations au périmètre de la Concession.</p> <p><i>La dénomination classe A correspond à la précision cartographique maximale Grande Echelle (<math>\pm 40</math> cm pour les réseaux rigides et <math>\pm 50</math> cm pour les réseaux flexibles) de la réglementation (arrêté du 15 février 2012) et vise à améliorer la prévention des dommages aux ouvrages. Cette précision est obligatoire pour tous les réseaux posés après 2012. Le Concessionnaire a entamé une démarche volontariste pour classer en A les canalisations posées ante 2012 sans que cela soit réglementairement obligatoire.</i></p> <p><i>Le Concessionnaire communique sur simple demande de l'Autorité Concédante le taux de géoréférencement des plans et le taux de linéaire réseau en classe A par commune</i></p>
Nombre de plans mis à jour dans l'année	C	<p>Nombre d'actes de mise à jour de la cartographie en préparation ou à la suite de travaux ou plus ponctuellement à l'occasion d'actions correctives, sur le périmètre de la Concession.</p>

## ANNEXE 5 : DONNEES MISES A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE POUR L'EXERCICE DE SES COMPETENCES

Cette annexe présente le socle minimal de données mises à disposition de l'Autorité Concedante pour l'exercice de ses compétences, et accessibles via l'espace extranet personnalisé de l'Autorité Concedante sur la plateforme de données du Concessionnaire. Ces données sont mises à jour de manière annuelle dans les mêmes délais que le compte-rendu d'activité de la Concession.

Ce socle pourra évoluer en fonction des retours d'expériences, des échanges avec l'Autorité Concedante, et des évolutions techniques ou réglementaires.

<b>Nom du jeu de données</b>	<b>Rubrique / Descriptif du jeu de données</b>
<b>1 - L'essentiel de la Concession</b>	
<i>Périmètre concédé avec type de contrat</i>	Descriptif du périmètre concédé avec par commune : type de contrat, échéance du contrat, type de tarif (péréqué ou non péréqué)
<b>2 – L'activité au quotidien</b>	
<i>Les clients et leurs usages</i>	
<i>Clients et Consommations par secteur et par tarif</i>	Détail par commune (INSEE) du nombre de clients et quantités acheminées en MWh par secteur d'activité (résidentiel, tertiaire, industrie, agriculture) et par tarif de distribution (T1, T2, T3, T4, Tp). Dans ce jeu de données, les Données à Caractère Personnel (DCP) sont secrétisées mais elles peuvent être transmises à l'Autorité Concedante sur demande, contre remise d'un bordereau d'accusé de réception de DCP.
<i>Clients par tranches de CAR (C1, C2, C3)</i>	Par commune (INSEE), nombre de clients par tranches de CAR (C1, C2, C3) tel que défini à l'Article 6.1 du cahier des charges
<i>Nombre de PCE sur Branchements Individuels &amp; Collectifs</i>	Nombre de PCE actifs, inactifs, improductifs ou résiliés sur Branchements Collectifs et Individuels au 31 décembre N-1
<i>Les services et les prestations</i>	
<i>Taux de réalisation des prestations dans les délais</i>	Détail par commune du taux de réalisation des prestations dans les délais du Catalogue des prestations
<i>Détail du taux de Raccordement dans les délais</i>	Détail par commune du taux de Raccordements réalisés dans les délais, en distinguant les Branchements urgents (sortis du numérateur et du dénominateur)
<i>L'activité des Compteurs</i>	
<i>Relevé - Compteurs à relevés semestriels</i>	Indicateurs liés au relevé des Compteurs semestriels et Compteurs Communicants (taux de relevé sur index réel, taux d'absence 2 fois et plus, taux de relevés corrigés)

<i>L'écoute clients</i>	
<i>Liste des réclamations clients</i>	Listes des réclamations clients avec informations suivantes : - thème de la réclamation - type d'émetteur - type de clients concerné - traitement de la réclamation
<i>La chaîne d'intervention</i>	
<i>Les aléas d'exploitation : signalements et incidents</i>	Liste exhaustive de tous les signalements d'aléas d'exploitation : auteur, origine, lieu (commune), temps de coupure associé (durée de perturbation), type et cause (le cas échéant), délai d'intervention pour les interventions de sécurité (<=60min ou >60min)
<i>La sécurité des réseaux</i>	
<i>Maintenance - Recherche Systématique de Fuite</i>	Longueur de réseau de gaz surveillé/planifié à pied ou avec le Véhicule de Surveillance du Réseau (VSR) par commune  Taux de linéaires de réseau en exploitation surveillés à fin d'année N conformément à la réglementation en vigueur (par commune).
<i>Maintenance - Visite des Robinets utiles à l'exploitation</i>	Nombre de visites de maintenance réalisées/planifiées sur des robinets de réseau gaz par commune  Taux de robinets de réseau utiles à l'exploitation pour lesquels la maintenance préventive à fin d'année N est conforme à la réglementation en vigueur (par commune).
<i>Maintenance - Visite des Postes de Détente Réseau (PDR)</i>	Nombre de visites de maintenance réalisées/planifiées sur des Postes de détente réseau (PDR) par commune  Taux de PDR en exploitation pour lesquels la maintenance préventive à fin d'année N est conforme à la réglementation en vigueur (par commune).
<i>Maintenance - visite des ouvrages de protection cathodique</i>	Nombre de visites de maintenance réalisées sur des ouvrages de protection cathodique (ou nombre de mesures effectuées pour les prises de potentiel) par commune
<i>Maintenance - Visite des Branchements collectifs</i>	Nombre de visites de maintenance réalisées/planifiées sur des Branchements Collectifs par commune
<i>Détail diagnostics par commune</i>	Détail des diagnostics d'installations intérieures réalisés à l'initiative de GRDF (avec accord client), et des situations de Danger Grave et Immédiat (DGI) détectées à l'occasion de ces diagnostics
<i>Dépose - Pose des Compteurs</i>	Nombre de poses / déposes de Compteurs dans le cadre de la Vérification Périodique d'Etalonnage (VPE). On distingue : - La DPCd : DPC des Compteurs domestiques (débit <16m³/h) - La DPCi : DPC des Compteurs industriels (débit >=16m³/h). La technologie des Compteurs définit la fréquence à laquelle la DPC doit être réalisée (20 ans pour les Compteurs domestiques à soufflet, 15 ans pour les Compteurs industriels à soufflet et 5 ans pour les Compteurs à piston et turbine).
<i>Détail DT/DICT</i>	Détail par commune du nombre de DT et de DICT reçues et traitées par GRDF, avec le détail des demandes pour lesquelles GRDF est concerné.

### 3 – Le patrimoine

#### *Les ouvrages*

<i>Ouvrages réseau - Inventaire des Canalisations</i>	Inventaire à la maille INSEE des canalisations par pression, diamètre, matière et année de pose.
<i>Ouvrages Réseau - Inventaire des canalisations en acier non protégé</i>	Inventaire à la maille INSEE des canalisations en acier non protégées cathodiquement de manière active, par pression, diamètre et année de pose.
<i>Ouvrages réseau - Inventaire des robinets de réseau</i>	Liste des robinets par commune, pression, année de pose...
<i>Ouvrages Réseau - inventaire des Postes de Distribution Réseau gaz</i>	Inventaire des Postes de détente réseau gaz avec précision de la situation (en antenne ou maillé), des pressions en amont et aval, débit, année de mise en service et télé-exploité ou non.
<i>Ouvrages réseau - Inventaire des ouvrages de protection cathodique</i>	Inventaire des différents types d'ouvrages de protection cathodique présents sur chaque commune (anodes, postes de soutirage, drainages, prises de potentiel...)
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des Branchements Collectifs</i>	Inventaire des Branchements Collectifs avec précision de la matière, de la pression, de l'année de mise en service et présence d'une Prise de Branchement à Déclencheur Intégré (PBDI) (= équipement de sécurité)
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des Conduites d'Immeuble</i>	Inventaire des conduites d'immeuble sur Branchements Collectifs avec indication sur la matière
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des Conduites Montantes</i>	Inventaire des conduites montantes sur Branchements Collectifs avec indication sur la matière
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaires des Conduites de Coursives</i>	Inventaire des conduites coursives sur Branchements Collectifs avec indication sur la matière
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des Nourrices de Compteurs</i>	Inventaire des nourrices sur Branchement Collectif avec indication sur la matière
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des tiges Cuisine</i>	Inventaire des tiges cuisine sur Branchement Collectif avec indication sur la matière
<i>Ouvrages Collectifs - Inventaire des Branchements particuliers</i>	Inventaire des Branchements Particuliers avec précision sur la matière
<i>Compteurs - Inventaire des Compteurs</i>	Nombre de Compteurs de tous types et tous débits

<i>Les chantiers</i>	
<i>Travaux - Mises EN service</i>	Liste des mises en service dans l'année : détail du numéro d'affaire, finalité, type d'ouvrage, quantité et montant de l'investissement
<i>Travaux - Mises HORS service</i>	Liste des mises hors service dans l'année : détail du numéro d'affaire, finalité, type d'ouvrage, quantité
<i>Travaux - Affaires développement abouties avec et sans Extension</i>	Liste des affaires de développement abouties avec et sans Extension de réseau de gaz : finalité de l'affaire, valeur du critère B/I, Participations clients, montant de l'investissement GRDF.
<i>Etudes de rentabilité (B/I) réalisées dans l'année</i>	Détail des études de rentabilité (B/I) réalisées dans l'année, comprenant les investissements prévus, les nombre de clients, la valeur du B/I et les Participations nécessaires
<i>Les investissements</i>	
<i>Investissements réalisés - par Finalités - en Flux</i>	Investissements par finalité. Flux de dépenses de l'année pour les typologies suivantes : Raccordements et transition écologique, modification d'ouvrages à la demande de tiers, adaptation et modernisation des ouvrages, comptage, autres. Par commune.
<i>Investissements réalisés - par famille d'ouvrages - en Mises en service</i>	Investissements réalisés. Mises en service sur les biens concédés (premier établissement ou renouvellement) et sur les autres biens par famille d'ouvrages. Par commune.
<i>Investissements réalisés - par famille d'ouvrages - en Flux</i>	Investissements réalisés. Flux de dépenses de l'année sur les biens concédés (premier établissement ou renouvellement) et sur les autres biens par famille d'ouvrages. Par commune.
<i>Investissements réalisés - par Finalités - en Mises en service</i>	Investissements par finalité. Mises en service pour les typologies suivantes : Raccordements et transition écologique, modification d'ouvrages à la demande de tiers, adaptation et modernisation des ouvrages, comptage, autres. Par commune.
<i>Valorisation du patrimoine</i>	
<i>Valeur Nette Ré-évaluée et charges d'investissement - Zone Péréquée</i>	Valorisation du patrimoine (zone péréquée) sur les biens concédés et les autres biens : part de remboursement économique des ouvrages, part du coût de financement, valeur nette réévaluée des ouvrages en début et fin d'année.
<i>Valorisation du patrimoine - Détail par ouvrage</i>	Détail des données sur la valorisation du patrimoine par ouvrage : part de remboursement économique des ouvrages, part du coût de financement, valeur nette réévaluée des ouvrages en début et fin d'année
<i>Origine de financement des ouvrages</i>	Origine de financement des ouvrages par commune des biens concédés et des autres biens : part financée par GRDF, part financée par l'Autorité Concédante, part financée par les tiers.

<b>4 – Le Compte d'exploitation</b>	
<i>Synthèse</i>	
<i>Compte d'exploitation synthétique par commune sur la zone péréquée</i>	Synthèse du Compte d'exploitation à la maille commune sur la zone péréquée : total des recettes, total des charges, résultat local (différence entre recettes et charges).
<i>Recettes</i>	
<i>Recettes d'acheminement et hors acheminement - Détail par Commune</i>	Les recettes d'acheminement correspondent à la valorisation des consommations des clients à l'échelle de la Concession. Les recettes hors acheminement recouvrent essentiellement la location des Compteurs et postes de livraison de débit supérieur ou égal à 16m <sup>3</sup> /h, les interventions facturées à l'acte et la Participation des tiers à leur Raccordement (hors Producteurs de Gaz renouvelable) ou à des modifications d'ouvrages à leur demande.
<i>Recettes Hors Acheminement - Lexique des codes frais</i>	Lexique des codes frais utilisés dans les données « Prestations »
<i>Recettes Hors Acheminement - Prestations Ponctuelles par code frais</i>	Recettes et nombre de prestations ponctuelles du Catalogue des prestations de GRDF, par code frais
<i>Recettes Hors Acheminement - Prestations Récurrentes par code frais</i>	Recettes et nombre de prestations récurrentes du Catalogue des prestations de GRDF, par code frais
<i>Recettes Hors Acheminement - Indemnités des prestations par code frais</i>	Nombre et montant d'indemnités versées par GRDF, par code frais
<i>Recettes Hors Acheminement - Prestations complémentaires Biométhane</i>	Prestations complémentaires facturées dans le cadre de l'activité de GRDF sur le Biométhane (études, service d'injection, ...)
<i>Charges</i>	
<i>Charges d'exploitation - Détail</i>	Détail des charges d'exploitation à la maille commune
<i>Charges d'investissement - Zone péréquée</i>	Détail des charges d'investissement sur les biens concédés et les autres biens (zone péréquée) apparaissant dans les comptes d'exploitation
<b>5 – La transition écologique</b>	
<i>Capacité d'injection de biométhane et quantité annuelle de biométhane injecté de chaque installation selon sa typologie</i>	Ce jeu de données permet de visualiser l'évolution année par année depuis 2013 des installations d'injection de biométhane raccordées au réseau de distribution de GRDF, leur capacité d'injection, la localisation de leur lieu d'injection ainsi que la quantité annuelle injectée.

## ANNEXE 6 : MESURE DE LA PERFORMANCE

Les principes des indicateurs de performance visés à l'Article 44 du cahier des charges sont définis ci-dessous. L

### A. Indicateur de performance n°1 : Patrimoine (cohérence d'inventaires)

#### (i) canalisations

Principe	Mesure des écarts entre base technique SIG et base comptable concernant les canalisations [écart en longueurs]									
Maille	Concession									
Calcul	<p>Mesure des écarts de longueur entre l'inventaire comptable et la base technique cartographique (SIG) sur le périmètre des <u>canalisations</u>.</p> <p>La mesure de la cohérence entre les deux bases se fait sur les 5 caractéristiques suivantes pour chaque ouvrage :</p> <p>Commune (INSEE) de rattachement Matière Diamètre Longueur Année de mise en service*</p> <p><i>*la cohérence pour une année N s'apprécie en retirant les ouvrages mis en service dans l'année N-1 afin de tenir compte du temps nécessaire à la mise à jour des bases (en particulier pour les ouvrages mis en service en fin d'année)</i></p> <p>L'indicateur Taux de cohérence prend en compte la somme des écarts en valeur absolue qu'il rapporte ensuite aux longueurs présentes dans les deux bases :</p> $\text{Taux de cohérence canalisations (TC1)} = 1 - \frac{\sum[\text{Abs}(M-S)]}{(M+S)}$ <p>avec <i>M</i> : Longueur dans l'inventaire comptable, <i>S</i> : Longueur dans le SIG</p>									
Cible / Pénalités	<p><b>Pour la Concession, sur la base des données à fin 2020, le Taux de cohérence TC1 est de 89,6 % (soit un écart de 10.4 %).</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Le Concessionnaire s'engage à un taux de cohérence de 100% entre les bases pour le flux des canalisations mises en service après la signature du Contrat.</li> <li>➤ Par ailleurs, lorsque le Taux de cohérence TC1 est inférieur à 97 %, le Concessionnaire s'engage à traiter les longueurs en écart suivantes pour chaque période (P1 à P2) :</li> </ul> <table border="1" style="margin-left: 40px;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Période P1</th> <th>Période P2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>Objectif K1 à fin 2026</td> <td>Objectif K2 à fin 2031</td> </tr> <tr> <td><b>Ecart à résorber (km)</b></td> <td style="text-align: center;"><b>7.9</b></td> <td style="text-align: center;"><b>11.7</b></td> </tr> </tbody> </table>		Période P1	Période P2		Objectif K1 à fin 2026	Objectif K2 à fin 2031	<b>Ecart à résorber (km)</b>	<b>7.9</b>	<b>11.7</b>
	Période P1	Période P2								
	Objectif K1 à fin 2026	Objectif K2 à fin 2031								
<b>Ecart à résorber (km)</b>	<b>7.9</b>	<b>11.7</b>								

**A l'issue de chaque période P<sub>n</sub>, on mesure :**

- Le Taux de cohérence pour le flux (mises en service après signature du Contrat) TC<sub>1flux</sub>. Dès lors qu'on a TC<sub>1flux</sub> < 100%, la pénalité suivante peut s'appliquer :

$$P(\text{flux}) = 200 \times \Delta(\text{flux}),$$

où  $\Delta(\text{flux})$  représente les éventuels écarts (exprimés en km) entre les bases sur ce flux et où 200 est le montant de la pénalité unitaire exprimée en EUR/km

- Les longueurs en écart K(réel) traitées par le Concessionnaire. La pénalité suivante peut s'appliquer dès lors que K(réel) est inférieur à K<sub>n</sub> :

$$P(K_n) = 200 \times [K_n - K(\text{réel})]$$

où K<sub>n</sub> est l'objectif de longueurs en écarts à traiter pendant la période P<sub>n</sub> et où 200 est le montant de la pénalité unitaire exprimée en EUR/km

Les longueurs en écarts non traitées [K<sub>n</sub> - K(réel)] sont automatiquement reportées dans la période suivante P(n+1) et viennent s'ajouter à l'objectif K(n+1).



(ii) **Branchements Collectifs**

Principe	Mesure des écarts entre base technique GMAO et base comptable concernant les Branchements Collectifs [écart en nombre]
Maille	Concession
Calcul	<p>Mesure des écarts entre l'inventaire comptable et la base technique GMAO sur le périmètre des <b><u>Branchements Collectifs</u></b>.</p> <p>On distingue 3 types d'ouvrages composant un Branchement Collectif :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) BRC : la partie du Branchement Collectif en amont de l'Organe de coupure générale</li><li>b) CI : Conduite d'Immeuble</li><li>c) CM : Conduite Montante, y compris nourrice de compteur et tige cuisine (chacune valant 1 dans les inventaires).</li></ul> <p>On calcule pour chaque type d'ouvrages l'écart entre la base technique GMAO et la base comptable.</p> <p>L'indicateur Taux de cohérence prend en compte la somme des écarts en valeur absolue qu'il rapporte ensuite aux quantités présentes dans les deux bases :</p> $\text{Taux de cohérence Branchements Collectifs (TC2)} = 1 - \frac{\sum [Abs(M-G)_{BRC} + Abs(M-G)_{CI} + Abs(M-G)_{CM}]}{(M+G)},$ <p>avec <i>M</i> : quantités dans l'inventaire comptable, <i>G</i> : quantités dans la GMAO</p>
Cible / Pénalités	<p>L'objectif est de maintenir un Taux de cohérence TC2 minimal de 99,5% (écart maximal de 0,5%) entre les inventaires GMAO et comptable, sur toute la durée du Contrat</p> <p>Dès lors qu'on a TC2 &lt; 99,5%, la pénalité suivante peut s'appliquer :</p> $P(\text{TC2}) = 20 \times [ \sum [Abs(M-G)_{BRC} + Abs(M-G)_{CI} + Abs(M-G)_{CM} ] - (0,5\% \times (M+G)) ]$ <p>avec <i>M</i> : quantités dans l'inventaire comptable, <i>G</i> : quantités dans la GMAO</p> <p>et où 20 est le montant de la pénalité unitaire exprimée en EUR</p> <p><b>Pour la Concession, sur la base des données à fin 2020, le Taux de cohérence TC2 est de 99.39 % (soit un écart de 0,61 %).</b></p>

## B. Indicateur de performance n°2 : Temps moyen de coupure des Clients

**Il est convenu d'une période d'observation de 5 (cinq) années à compter l'année 2022** pendant laquelle les 2 indicateurs (options A et B) ci-dessous sont produits annuellement par le Concessionnaire (dans le cadre du compte-rendu visé à l'Article 41 du cahier des charges) et analysés conjointement avec l'Autorité Concédante, sans pouvoir donner lieu à pénalité.

A l'issue de cette période d'observation, les Parties définissent l'indicateur de performance (A ou B) et les objectifs (seuil 1 et seuil 2) associés, pour application à compter de l'année 2027, et pouvant donner lieu à pénalité. L'Autorité Concédante peut néanmoins décider de ne pas utiliser cette période d'observation ou d'y mettre fin à tout moment, et définir avec le Concessionnaire l'indicateur de performance et les objectifs associés selon les principes décrits ci-dessous.

A défaut de choix exprimé par les Parties à l'issue de la période d'observation, l'option A s'appliquera avec les seuils indicatifs ci-dessous.

Principe	<p>Mesure du temps de coupure moyen, comprenant les incidents (hors travaux programmés) impactant au moins 1 Client et avec déplacement GRDF, <u>hors dommages et incendies*</u>.</p> <p>On considère le temps de coupure comme le délai entre l'appel pour manque de gaz (s'il existe) ou le moment où GRDF est intervenu pour mettre en sécurité le réseau, et la remise en pression du réseau ou le moment où l'alimentation a été rétablie chez les Clients présents (« 1<sup>er</sup> tour »).</p> <p><i>*le Concessionnaire communiquera néanmoins les temps de coupure pour tous les incidents, y compris ceux non pris en compte dans le calcul du présent indicateur</i></p>	
Maille	<p>Concession**</p> <p><i>**le Concessionnaire communiquera également à l'Autorité Concédante des éléments de comparaison à une maille pertinente</i></p>	
Calculs	<p><b>Option A :</b></p> <p>Mesure de la moyenne sur le nombre de Clients de la Concession :</p> $[Somme(Nb\ Clients\ impactés * T\ coupure\ réseau)] / (Nb\ Clients)$	<p><b>Option B :</b></p> <p>Mesure de la moyenne sur le nombre de Clients impactés de la Concession :</p> $[Somme(Nb\ Clients\ impactés * T\ coupure\ réseau)] / (Nb\ Clients\ impactés)$
Calculs	<p>Mesure <b>annuelle</b> par rapport au temps cible sur la Concession :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tranche 0 : Aucune pénalité versée si le temps moyen de coupure sur la Concession est inférieur au Seuil 1</li> <li>Tranche 1 : Une pénalité (P1€) forfaitaire par Client impacté versée si le temps moyen de coupure sur la Concession est compris entre Seuil 1 et Seuil 2</li> <li>Tranche 2 : Une pénalité (P2€) forfaitaire par Client impacté versée si le temps moyen de coupure sur la Concession est supérieur à Seuil 2 (P2 &gt; P1)</li> </ul>	
Cibles / Pénalités	<p>Option A (seuils indicatifs) :</p> <p>Seuil 1 : 30min Pénalité 1 : <b>5€</b>/Clients impactés</p> <p>Seuil 2 : 60 min Pénalité 2 : <b>10€</b>/Clients impactés</p>	<p>Option B (seuils indicatifs) :</p> <p>Seuil 1 : 6h Pénalité 1 : <b>5€</b>/Clients impactés</p> <p>Seuil 2 : 24h Pénalité 2 : <b>10€</b>/Clients impactés</p>

Pour la Concession, les valeurs des indicateurs sont les suivantes :

	<i>Indicateur A</i>	<i>Indicateur B</i>
	<i>Temps moyen de coupure par clients (min)</i>	<i>Temps moyen de coupure par clients coupés (min)</i>
<b>2018</b>	<b>1</b>	<b>68</b>
<b>2019</b>	<b>0.9</b>	<b>69</b>

*En complément des dispositions précédentes, le Concessionnaire proposera d'ici à 2027 une méthode permettant d'estimer le nombre de logements impactés par la coupure d'un Client de type « immeuble collectif ».*

### C. Indicateur de performance n°3 : qualité de service aux Clients

L'Autorité Concédante choisit l'indicateur de performance parmi les 2 options proposées. L'autorité concédante décide de retenir satisfaction client (choix A) ou respect des délais du catalogue de prestations (choix B)

Cet indicateur de performance vient compléter un ensemble d'indicateurs de qualité de service déjà publiés dans les CRAC (nombre de réclamations, délai de traitement, ...).

A défaut de choix exprimé, l'option A s'appliquera.

#### **Option A : satisfaction Clients**

Définition / Principe	Mesurer la satisfaction des Clients sur les prestations pour lesquelles le Concessionnaire est en relation avec le Client final. Cet indicateur est le résultat consolidé des enquêtes réalisées au cours de l'année précédente par le Concessionnaire à la suite de l'exécution des prestations suivantes : *enquête de satisfaction suite à un raccordement *enquête de satisfaction suite à une mise en service *enquête de satisfaction suite à un dépannage
Maille	Concession
Critère / Cible	Calcul du taux de Clients « satisfaits » pour chaque enquête (addition des réponses « très satisfaits » et « assez satisfaits » rapportées au nombre total de réponses), puis calcul d'un indicateur composite : <i>(Taux de satisfaction sur enquête raccordement + Taux de satisfaction sur enquête mise en service + taux de satisfaction sur enquête dépannage)/3</i>
Calcul / Pénalités	Mesure <b>annuelle</b> par rapport au niveau de satisfaction cible sur la Concession : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tranche 0 : Aucune pénalité versée aux contrats dont la mesure de satisfaction est <math>\geq 90\%</math></li> <li>• Tranche 1 : pénalité P1 = <b>15€</b> / Client insatisfait pour les mesures de satisfaction <math>&lt; 90\%</math> et <math>85\%</math></li> <li>• Tranche 2 : pénalité P2 = <b>30€</b> / Client insatisfait pour les mesures de satisfaction <math>&lt; 85\%</math></li> </ul>

Pour la Concession, les Taux de satisfactions clients sont les suivants :

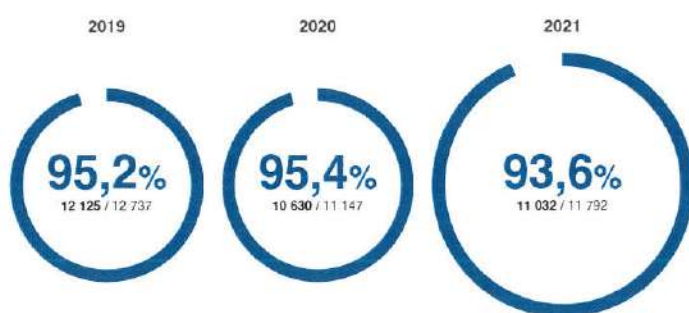
Taux de satisfactions clients	Taux de satisfaction – enquête raccordement	Taux de satisfaction – enquête dépannage	Taux de satisfaction – enquête mise en service	Valeur du KPI Moyenne des 3 taux de satisfaction
<b>2018</b>	<b>95 %</b>	<b>91 %</b>	<b>89 %</b>	<b>92 %</b>
<b>2019</b>	<b>95 %</b>	<b>95 %</b>	<b>89 %</b>	<b>91 %</b>

Le taux de satisfaction moyen global est supérieur à 90%.

### Option B : Taux de respect des délais catalogue

Définition / Principe	<p>Cet indicateur fait déjà l'objet d'une publication dans le CRAC.</p> <p>Il mesure le taux de respect par le Concessionnaire des délais de réalisation des prestations suivantes :</p> <p>*Mises en service avec intervention (MES) : prestations demandées par un Client par l'intermédiaire de son fournisseur, dans des situations type « emménagement » ;</p> <p>*Mises hors service avec intervention (MHS) : prestations demandées par un Client par l'intermédiaire de son fournisseur, pour un déménagement ou abandon de l'énergie. Le fournisseur peut aussi demander la mise hors service suite à une situation d'impayés non soldée ;</p> <p>*Changement de fournisseur avec intervention (CHF) : prestations demandées par un Client par l'intermédiaire de son fournisseur, dans une situation de changement d'offre commerciale avec changement de fournisseur (sans rupture d'alimentation du gaz) ;</p> <p>* Coupures pour impayés (COUP) : prestations demandées par un fournisseur dans le cadre d'un impayé, sans résiliation de contrat.</p>
Maille	Concession
Critère / Cible	<p>Calcul annuel du nombre d'interventions dans les délais :</p> $TR_{\text{délais}} = (MES+MHS+CHF+COUP)_{\text{dans délais}} / (MES+MHS+CHF+COUP)$
Calcul / Pénalités	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si <math>TR_{\text{délais}} \geq 90\%</math>, alors pas de pénalité</li> <li>• Si <math>90\% &gt; TR_{\text{délais}} \geq 85\%</math>, alors pénalité P1 = 5€ / prestation hors délai</li> <li>• Si <math>TR_{\text{délais}} &lt; 85\%</math>, alors pénalité P2 = 10€ / prestation hors délai</li> </ul>

Pour la Concession, les Taux de respect des délais catalogue sont les suivants :



## ANNEXE 6 BIS : PRECISIONS METHODOLOGIQUES RELATIVES A L'INDICATEUR DE PERFORMANCE N°1 « PATRIMOINE/CANALISATIONS »

### Méthode de détermination des objectifs de résorption des écarts d'inventaires pour les canalisations

Dès lors que le taux de cohérence constaté à la signature du Contrat est inférieur à 97%, les engagements de corrections des écarts sont répartis sur la durée du Contrat par périodes de 5 années, en priorisant les écarts sur les canalisations mises en service récemment, la répartition s'effectuant selon le tableau ci-dessous :

<b>N</b> <b>année de signature</b>	Objectif P1 <b>(N+5)</b>	Objectif P2 <b>(N+10)</b>
1 - Période post 2007	75%	100%
2 - Période 2000-2006	8%	38%
3 - Décennie 1990	4%	8%
4 - Décennie 1980	3%	5%
5 - ANTE 80	1%	3%

Trajectoire des objectifs de résorption adaptable localement

#### Exemples de lecture du tableau :

##### **Engagement sur la période 2 / millésime Période 2000-2006 :**

38% des écarts observés en début de contrat devront être corrigés en fin de période 2 (objectif adaptable localement)

En appliquant cette méthodologie, les Parties déterminent pour chaque période P une quantité K (exprimée en mètres) d'écart à résorber :

<b>N</b> <b>année de signature</b>	Objectif P1 <b>(N+5)</b>	Objectif P2 <b>(N+10)</b>
Ecarts à résorber (en mètres)	K 1	K 2

## ANNEXE 7 : REGLES DE CALCUL DES EXTENSIONS DE RESEAU

Conformément aux dispositions de l'article 9 du cahier des charges, les extensions du réseau de distribution peuvent se faire selon plusieurs modalités qui dépendent du taux de rentabilité de l'opération.

Le décret n°2008-740 du 28 juillet 2008 relatif au développement de la desserte gazière et aux extensions des réseaux publics de distribution de gaz naturel impose comme critère de décision des extensions de réseau l'atteinte d'un ratio de calcul de rentabilité tel que défini par l'arrêté ministériel du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière mentionné à l'article 36 de la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

La présente annexe a donc pour but de définir les règles de calcul de ce taux de rentabilité

### Article 1 - Définition du taux de rentabilité

Le taux de rentabilité est le rapport entre la somme actualisée des bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (B/I) pour permettre le raccordement d'un consommateur final au réseau de gaz naturel dans lequel

$$B = R - D - I$$

où

- R est la somme des recettes des nouveaux raccordements et des recettes d'acheminement actualisées par option tarifaire. Les recettes d'acheminement sont assises sur le tarif d'acheminement proposé par le régulateur (CRE), accepté et publié par les pouvoirs publics.

- I est le montant actualisé des investissements relatifs aux canalisations de distribution et aux postes de détente nécessaires à l'extension du réseau de distribution, y compris les dépenses d'étude et d'ingénierie, moins les participations des tiers aux frais de raccordement et de branchement et, le cas échéant, aux frais d'établissement des conduites montantes et des compteurs

- D est le montant total actualisé des dépenses d'exploitation dites marginales pour chaque nouveau consommateur final. Elles comprennent les dépenses de développement, notamment de démarchage de clientèle, de maintenance et les charges de fonctionnement. Ces dépenses sont évaluées de manière forfaitaire par consommateur final selon l'option tarifaire et, le cas échéant, en tenant compte des coûts de remboursement au premier bénéficiaire d'un raccordement ayant supporté la totalité des coûts de premier établissement d'une opération de raccordement.

La durée d'étude prise en compte dans le calcul est en général de trente ans (pour les recettes d'acheminement liées à des clients de type industriel, la durée de prise en compte est en général réduite à dix ans).

### ARTICLE 2 - SEUIL MINIMUM DE RENTABILITE

Le concessionnaire est tenu de réaliser à ses frais les extensions dont le taux de rentabilité défini ci-dessus et calculé dans les conditions de l'article 9 du cahier des charges de concession, est supérieur ou égal à une valeur seuil. Il n'est autorisé à réaliser que les extensions dont le critère de décision est supérieur ou égal à cette valeur seuil.

Cette valeur seuil est fixée à 0. Elle correspond au niveau minimum à atteindre pour envisager une rentabilité des investissements à réaliser.

### Article 3 - Evaluation de la recette actualisée

#### 3-1. Evaluation des quantités de gaz acheminées

L'étude de rentabilité est fondée sur des prévisions de quantités acheminées. Celles-ci doivent être évaluées sur des bases aussi réalistes que possible et notamment à partir des quantités observées sur la commune ou sur les communes voisines et des résultats d'enquêtes ou d'études permettant d'estimer le total des quantités acheminées prévisibles sur la zone à desservir.

Consommateurs finals résidentiels et tertiaires (hors tarifs T4 ou TP)

Tous les consommateurs finals consommant plus de 1 000 kWh sont pris en compte dans l'étude.

Le concessionnaire retient les placements les plus probables, établis à partir des informations locales disponibles.

Pour évaluer les quantités annuelles du secteur résidentiel et petit tertiaire, il aura recours à des valeurs de consommation unitaires moyennes appréciées localement.

La consommation unitaire retenue pour le secteur résidentiel est la consommation par logement, en séparant le pavillonnaire de l'habitat collectif et la construction neuve de l'habitat existant.

Le développement des quantités acheminées est limité aux dix premières années de l'étude. Au-delà, la quantité totale acquise à l'issue de la dixième année est reproduite jusqu'à l'horizon de l'étude.

#### Consommateurs finals tertiaires (relevant de tarifs T4 ou TP) et industriels

Le concessionnaire retient les placements les plus probables, établis à partir des informations locales disponibles.

Les quantités annuelles prises en compte sont celles fournies par le consommateur final ou son représentant si elles sont connues, ou des estimations basées sur les consommations d'entreprises similaires en terme d'usage dans la région.

Pour ces consommateurs finals, la durée prise en compte, est fonction de la pérennité de leur consommation de gaz naturel, est appréciée au cas par cas par le concessionnaire.

Cette durée est de principe de dix ans. Cette durée peut être ajustée à la baisse ou à la hausse en fonction de critères liés au secteur d'activités concerné tant au niveau national qu'au niveau local.

#### 3-2. Evaluation des recettes

Les tarifs à appliquer sont les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution tels que publiés par les pouvoirs publics sur proposition du régulateur (CRE).

Pour le calcul de B/I, ces tarifs sont supposés fixes d'année en année jusqu'à l'horizon de l'étude.

### ARTICLE 4 – EVALUATION DES DEPENSES

Les dépenses annuelles sont constituées de :

#### 4.1. Dépenses d'exploitation marginales pour chaque nouveau consommateur final

Ces dépenses incluent les dépenses de développement, d'exploitation maintenance, de technique clientèle et les charges de fonctionnement.

Ces dépenses sont évaluées de manière forfaitaire par segment tarifaire.

Les valeurs en vigueur sont données dans le tableau suivant :

Segment tarifaire	€/consommateur/an
T1 (jusqu'à 6 000 kWh)	25
T2 (6 000 à 300 000 kWh)	47
T3 (300 000 à 5 000 000 kWh)	582
T4 ou TP (au-delà de 5 000 000 kWh)	1129

Le cas échéant, l'évolution de ces valeurs fait l'objet d'une information à l'autorité concédante.

#### 4.2. Dépenses relatives aux renforcements du réseau de distribution

Si l'étude de saturation du réseau établit la nécessité d'un renforcement du réseau directement imputable au projet d'extension sous un délai de trois ans à compter de la mise en service, ce renforcement est pris en compte dans la part investissement du calcul du taux de rentabilité.

La part d'investissement à intégrer dans le calcul du taux de rentabilité est fonction du rapport au point de renforcement du réseau entre le débit de pointe avant et après projet d'extension.

### ARTICLE 5 - INVESTISSEMENTS

Les investissements pris en compte correspondent à l'ensemble des investissements supportés par le concessionnaire et nécessaires à l'alimentation de l'ensemble des consommateurs finals considérés dans l'étude.

Ils comprennent notamment les investissements liés à la pose des canalisations de réseaux de distribution, à la fourniture et la pose des postes de détente de distribution publique, à la réalisation des branchements et conduites montantes pour les parties supportées par le concessionnaire ainsi que les dépenses de main d'œuvre d'étude et d'ingénierie correspondantes.



#### ARTICLE 6 – FORMULE D'ACTUALISATION

On appelle valeur actualisée d'un flux financier  $F_t$ , intervenant à l'année  $t$ , la quantité :

$$F = \frac{F_t}{(1 + a)^t}$$

La valeur actualisée d'une série de flux financiers s'échelonnant de l'année 0 à l'année N s'écrit donc :

$$\sum_{t=0}^{t=N} \frac{F_t}{(1 + a)^t}$$

Il s'agit donc de la somme de chacun des flux financiers  $F_t$  lorsque  $t$  varie de l'année 0 à l'année N.  
Dans cette formule,  $a$  est le taux d'actualisation mis en œuvre par le concessionnaire.

## ANNEXE 8 : TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX

---

### Article 1 - Généralités

La prestation d'acheminement distribution de gaz naturel représente l'utilisation des réseaux de distribution publique par un fournisseur<sup>1</sup> pour amener le gaz naturel jusqu'à un point de livraison<sup>2</sup>, à l'exclusion de la fourniture de la molécule. Cette prestation est réalisée par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) pour le compte de tous les fournisseurs, conformément au décret n°2005-22 du 11 janvier 2005.

Les tarifs (dits « tarifs d'acheminement »), propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, sont fixés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Ils font l'objet de révisions régulières.

Le tarif d'acheminement comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement annuel et un terme proportionnel aux quantités livrées,
- une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.
- une option TP de type trinôme, comprenant un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison concerné et le réseau de transport le plus proche. Ce dernier terme est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné.

Le choix de l'option tarifaire à appliquer à chaque point de livraison revient au fournisseur concerné.

### Article 2 - Facturation – Prestations

GRDF facture l'acheminement sur la base du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz du point de livraison concerné, au fournisseur correspondant.

Le tarif d'utilisation des réseaux de distribution couvre un ensemble de prestations liées à la qualité et à la sécurité des réseaux sur lesquels les quantités de gaz sont acheminées, à la mesure des quantités acheminées, et à la gestion contractuelle.

L'utilisation des réseaux de distribution ne peut donner lieu à aucune facturation autre que celle résultant de l'application des tarifs en vigueur, à l'exception de prestations supplémentaires proposées par le gestionnaire du réseau dont les tarifs sont précisés dans un catalogue des prestations qui fait l'objet de l'annexe 3 bis du présent contrat.

### Article 3 - Grille des Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution publique de gaz naturel de GRDF

En application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie, le tarif d'utilisation des Réseaux de Distribution autres que ceux concédés en application de l'article L.432-6 du code de l'énergie, est défini par la Commission de Régulation de l'Energie pour la période concernée par délibération publiée au journal officiel de la République Française.

La délibération de la CRE sur la mise à jour des tarifs au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année est disponible sur :

- le site internet de GRDF : <https://www.grdf.fr>
- le site internet de la CRE : <https://www.cre.fr>

Lorsqu'un relevé des consommations de gaz comporte simultanément des consommations payables aux anciens et aux nouveaux tarifs, une répartition proportionnelle au nombre de jours de chaque période est effectuée.

Article 4 – Facteur de facturation visé à l'article 21.III du cahier des charges de concession

Le facteur de facturation F permet de calculer le nombre de kilowattheures effectivement contenus dans chaque mètre cube de gaz enregistré au compteur.

Il s'obtient par la formule  $F = P \times K$

- P, est le pouvoir calorifique supérieur d'un mètre cube de gaz sec mesuré dans les conditions normales de température et de pression (0° C et 1013 mbar).
- K, est le coefficient de correction qui permet de transformer le volume de gaz mesuré par le compteur dans les conditions effectives de pression et de température en un volume qui serait mesuré à 0° C et sous 1013 mbar.

Par application des lois de Mariotte et de Gay-Lussac, le coefficient s'obtient par la relation :

$$K = \frac{P_z + P_r}{1013} \times \frac{273}{273 + t} \quad (3)$$

où Pz est la pression atmosphérique à prendre en compte au point de livraison situé à l'altitude z. La relation qui relie P à z est la suivante :

$$P_z = 1013 (1 - 0,0226 Z)^{5,28}$$

où P est exprimé en mbar et z en km.

Pour le calcul de cette pression, il sera admis de considérer des tranches d'altitude de 200 mètres à l'intérieur desquelles la pression sera réputée constante et égale à la pression inférieure de la tranche.

- Pr est la pression relative au point de livraison exprimée en millibar.
- t est la température du gaz au point de livraison exprimée en degrés Celsius.

Dans ces conditions, le tableau ci-dessous donne pour gaz sec à 15°C la valeur du coefficient K dans différentes hypothèses de pression relative au point de livraison.

Saut de page

PRESSION DE DISTRIBUTION AU POINT DE LIVRAISON				
ALTITUDE DE L'EXPLOITATION COMPRISE ENTRE (mètres) :	20 mbar	25 mbar	30 mbar	300 mbar
0 et 200	0,967	0,971	0,976	1,229
200 et 400	0,944	0,949	0,954	1,206
400 et 600	0,923	0,927	0,932	1,184
600 et 800	0,901	0,905	0,910	1,163
800 et 1000	0,880	0,884	0,889	1,142
Au-delà de 1000	0,859	0,864	0,868	1,121

**CATALOGUE DES  
PRESTATIONS ANNEXES  
PROPOSÉES PAR GRDF**

L'ensemble des services proposés par GRDF, ainsi que leur tarification, sont disponibles dans le Catalogue des prestations qui est établi après délibération de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)

Le Catalogue en vigueur est disponible sur internet à l'adresse suivante :  
<http://www.grdf.fr/particuliers/entreprise-grdf/catalogue-prestations>  
ou sur simple demande auprès de votre interlocuteur dédié.

La dernière délibération de la CRE portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel est disponible sur internet à l'adresse suivante :  
[http://www.cre.fr/documents/deliberations/\(type\)/Gaz](http://www.cre.fr/documents/deliberations/(type)/Gaz)

## ANNEXE 10 : CONDITIONS DE DISTRIBUTION

---

Les Conditions de Distribution lient directement le distributeur GRDF et le client final. Associées au contrat de fourniture que le client final a conclu avec son fournisseur, les Conditions de Distribution permettent d'alimenter en gaz le client final.

Conformément au cadre légal et réglementaire, le fournisseur est l'interlocuteur principal du client final pour la souscription des Conditions de Distribution, ainsi que toute question portant sur l'acceptation, l'interprétation, l'exécution ou la résiliation de ces Conditions de Distribution.

Les Conditions de Distribution concernent notamment :

- le débit de livraison et les caractéristiques du Gaz livré (Pouvoir Calorifique Supérieur, Pression de Livraison),
- la continuité et la qualité de la livraison du Gaz,
- la mise en place, la propriété, l'Exploitation et la Maintenance du Dispositif Local de Mesurage ou du Poste de Livraison,
- les conditions d'intervention sur le Dispositif Local de Mesurage ou le Poste de Livraison (accessibilité, modalités, mesures et contrôles) et sur le réseau (information du Client, intervention d'urgence),
- le cas échéant, la redevance de location du Dispositif Local de Mesurage ou du Poste de Livraison,
- les réclamations et litiges.

Les Conditions de Distribution, relatives à l'acheminement et à la livraison du gaz, assurent au client final l'accès et l'utilisation du Réseau de distribution de gaz naturel, ainsi que l'accès aux prestations décrites dans le Catalogue des Prestations cité en annexe 3bis.

Les Conditions de Distribution sont accessibles sur le site internet de GRDF [www.grdf.fr](http://www.grdf.fr) (rubrique publications).

## ANNEXE 11 : PRESCRIPTIONS TECHNIQUES

---

AVRIL 2017

### Objet

Ces prescriptions propres au distributeur GRDF (désigné ci-après par « Distributeur ») contiennent les exigences au sens des articles L. 453-4, L. 433-14 et R. 433-14 et suivants du code de l'énergie, auxquelles doivent satisfaire au minimum la conception technique et l'exploitation des Canalisations et des installations des tiers en vue d'un Raccordement de celles-ci aux installations du Distributeur.

Les parties disposant d'un Branchement sur le réseau du Distributeur ou souhaitant disposer d'un tel Branchement sont tenues de conclure un Contrat de Raccordement avec le Distributeur, dans lequel sont régis les aspects relatifs au Raccordement sur le réseau du Distributeur qui ne relèvent pas des présentes conditions techniques de Raccordement. Ces prescriptions techniques de Raccordement feront partie intégrante de ce contrat, sans aucune modification.

### 1. Définitions

#### 1.1. Branchement

Ouvrage assurant la liaison entre la canalisation de distribution et l'installation intérieure du client.

## **1.2. Canalisation (définitions de l'EN 12007-1 – P<16 bar et de l'EN 1594 – P>16 bar)**

Réseau comprenant les tuyauteries, les équipements et les postes associés jusqu'au point de livraison. Ces tuyauteries sont en principe enterrées mais peuvent toutefois comporter des tronçons aériens.

## **1.3. Client**

Toute personne physique ou morale titulaire d'un contrat de raccordement et d'un contrat de livraison, ou équivalent.

## **1.4. Contrat de livraison**

Contrat traitant des caractéristiques de livraison (débits, PCS, pression de livraison...), de la constitution du poste de livraison (équipement de comptage notamment) et de ses conditions d'exploitation. Ce contrat peut revêtir la forme d'un contrat de livraison direct adapté aux besoins de clients importants ou de conditions standard de livraison pour les clients n'ayant pas de besoin spécifique.

## **1.5. Contrat de raccordement**

Contrat définissant les caractéristiques et les conditions de construction et de financement des ouvrages de raccordement.

## **1.6. Autre contrat**

Tout contrat liant deux opérateurs dont l'un des deux souhaite se raccorder au réseau exploité par l'autre.

## **1.7. Gaz naturel (définition de la norme ISO 13686)**

Combustible gazeux de sources souterraines constitué d'un mélange complexe d'hydrocarbures, de méthane principalement, mais aussi d'éthane, de propane et d'hydrocarbures supérieurs en quantités beaucoup plus faibles. Le gaz naturel peut également en général renfermer des gaz inertes tels que l'azote et le dioxyde de carbone, plus des quantités très faibles d'éléments à l'état de traces. Il demeure à l'état gazeux dans les conditions de pression et de température normalement rencontrées en service. Il est produit et traité à partir de gaz brut ou de gaz naturel liquéfié, si besoin il est mélangé pour être directement utilisable.

## **1.8. Gaz autres que le gaz naturel**

Tous types de gaz amenés à être injectés sur le réseau du Distributeur autres que le gaz naturel.

## **1.9. Opérateur Amont (respectivement : Aval)**

Exploitant de réseau susceptible d'injecter du gaz sur le réseau (respectivement : de recevoir du gaz depuis le réseau) du Distributeur.

## **1.10. Opérateur Prudent et Raisonnable**

Opérateur appliquant de bonne foi les règles de l'art, et à cette fin, mettant en œuvre les compétences, l'application, la prudence et la prévoyance qui sont raisonnablement et habituellement mises en œuvre par un exploitant compétent et expérimenté.

## **1.11. Procédures d'intervention**

Procédures définissant l'organisation, les moyens et les méthodes que le Distributeur met en œuvre en cas de travaux ou manœuvres sur l'ouvrage, ou d'accident survenu à l'ouvrage.

## **1.12. Raccordement**

Point d'interconnexion entre deux infrastructures adjacentes, qu'il s'agisse de transport ou distribution de gaz naturel ou des installations des clients.

# **2. Prescriptions de conception et de construction des canalisations**

Les prescriptions de conception et de construction des canalisations sont déterminées dans le respect des exigences réglementaires, et selon les dispositions techniques des normes en vigueur, dont les principales sont rappelées ci-après pour mémoire.

Les références législatives et réglementaires indiquées ci-après sont celles en vigueur à la date de publication des dites prescriptions. Elles peuvent faire l'objet d'évolutions consultables sur <https://www.legifrance.gouv.fr/>.

## **2.1. Réglementation**

- Directive européenne équipements sous pression 97/23/CEE,
- Arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, et ses cahiers des charges associés,
- Arrêté du 02 août 1977 modifié relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible et d'hydrocarbures liquéfiés situées à l'intérieur des bâtiments d'habitation ou de leurs dépendances,
- Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression,
- Décret n° 2002-1553 du 24 décembre 2002 relatif aux dispositions concernant la prévention des explosions applicables aux lieux de travail et modifiant le chapitre II du titre III du livre II du code du travail,
- Décret n° 2002-1554 du 24 décembre 2002 relatif aux dispositions concernant la prévention des explosions que doivent observer les maîtres d'ouvrage lors de la construction des lieux de travail et modifiant le chapitre V du titre III du livre II du code du travail,



- Arrêté ministériel du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression,
- Arrêté du 25 juin 1980 (règlement de sécurité dans les ERP),
- Arrêté du 23 janvier 2004 modifiant le règlement de sécurité du 25 juin 1980,
- Règlement de sécurité concernant les Immeubles de Grande Hauteur (IGH),
- Cahier des charges de concession en vigueur sur le territoire de la commune concernée,
- Code de l'environnement article L555-1 et suivants.

## 2.2. Normes

- NF EN 1 594, juin 2014, « Infrastructures gazières — Canalisations pour pression maximale de service supérieure à 16 bar — Prescriptions fonctionnelles »,
- NF EN 12 007, septembre 2012, parties 1, 2, 4 et juillet 2015, partie 3 , « Systèmes d'alimentation en gaz - Canalisations pour pression maximale de service inférieure ou égale à 16 bar »,
- NF EN 12 186, décembre 2014, « Systèmes d'alimentation en gaz - Postes de détente-régulation de pression de gaz pour le transport et la distribution - Prescriptions fonctionnelles »,
- NF EN 12 732, juin 2014, « Systèmes d'alimentation en gaz - Soudage des tuyauteries en acier - Prescriptions fonctionnelles ».
- la NF EN 12279 « Système d'alimentation en gaz – Installation de détente-régulation de pression de gaz faisant partie des branchements »
- la NF DTU 61.1, juin 2010, « Travaux de bâtiment - Installations de gaz dans les locaux d'habitation ».

D'autres normes d'un Etat membre de l'Union européenne ou d'un Etat partie à l'accord instituant l'Espace économique européen peuvent être reconnues équivalentes et approuvées par le ministre chargé de la sécurité du gaz.

## 3. Prescriptions relatives aux caractéristiques des ouvrages de raccordement

### 3.1. Exigences réglementaires et normatives

Ces prescriptions sont identiques pour tous les raccordements de même typologie aux réseaux du Distributeur. Elles sont déterminées dans le respect des exigences réglementaires, et selon les dispositions techniques des normes citées au paragraphe 2 ci-dessus, complétées par les textes suivants :

- Spécification ATG B.67.1 de novembre 1995 : « conception, construction et installation des blocs et des postes de détente alimentant une chaufferie »,
- L'installation d'équipements sous pression standard tels que ceux qui peuvent se trouver dans les postes de détente et les stations de compression doit respecter les dispositions du décret du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression.

## **3.2. Exigences du distributeur**

### **3.2.1. Raccordement d'un client individuel (domestique, professionnel, industriel, ...)**

Le Distributeur exécute, ou fait exécuter sous sa responsabilité, le branchement tel que défini au paragraphe 1.1 ci-dessus.

### **3.2.2. Raccordement d'un immeuble collectif à usage d'habitation**

Le Distributeur exécute, ou fait exécuter sous sa responsabilité, la partie de branchement comprise entre le réseau et l'organe de coupure générale (article 13.1 de l'arrêté du 02 août 1977).

La partie d'ouvrage située entre l'organe de coupure générale et les compteurs des clients est réalisée par le Maître d'Ouvrage au sens de l'arrêté du 02 août 1977.

### **3.2.3. Raccordement dans le cadre d'un programme d'aménagement ou d'un lotissement privé (ZAC, ZUP, zone pavillonnaire, ...) ou d'un programme sous Maîtrise d'Ouvrage du concédant**

Toute demande de raccordement au réseau exploité par le Distributeur fait l'objet d'un contrat entre le Distributeur et le demandeur. Ce contrat définit notamment les modalités de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre.

Les spécifications techniques à mettre en œuvre aux différentes phases d'étude, de construction et de raccordement sont celles du Distributeur.

Le Distributeur exécute, ou fait exécuter sous sa responsabilité, la partie de canalisation située entre la conduite de distribution publique existante et le point frontière de l'installation.

### **3.2.4. Raccordement d'un autre opérateur de distribution ou d'un opérateur de transport**

Le Distributeur exécute, ou fait exécuter sous sa responsabilité, la partie de canalisation située entre la conduite de distribution publique existante et le point frontière de la dite concession de distribution où sera installé le poste de livraison.

## **3.3. Relations Distributeur - Client**

Les relations entre le Distributeur et le Client raccordé sont régies par les différents contrats souscrits (contrat de raccordement, contrat de livraison, ...).

## 4. Prescriptions relatives aux caractéristiques des matériels de comptage

### 4.1. Exigences réglementaires et normatives

Aux raccordements avec tous types d'infrastructures ou d'installations de clients, les matériels de comptage du Distributeur qui ont un caractère transactionnel (ou assimilé) sont installés et exploités conformément aux normes et à la réglementation en vigueur.

Pour les aspects techniques qui ne relèvent pas de la réglementation ou qui ne sont pas pris en compte par les normes en vigueur, les matériels sont installés et exploités en tenant compte de l'état de l'art.

Ces matériels répondent aux exigences réglementaires et normatives citées au paragraphe 2 ci-dessus, complétées des exigences suivantes :

#### 4.1.1. Réglementation

- Directive 2014/32/UE du Parlement et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché d'instruments de mesure (MID)
- Décret n° 73-788 du 4 août 1973 portant application des prescriptions de la CEE relatives aux dispositions communes aux instruments de mesure et aux méthodes de contrôle métrologique
- Décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure
- Décret n° 2006-447 du 12 avril 2006 relatif à la mise sur le marché et à la mise en service de certains instruments de mesure
- Arrêté du 31 décembre 2001 fixant les modalités d'application de certaines dispositions du décret n° 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure
- Arrêté du 25 février 2002 relatif à la vérification primitive de certaines catégories d'instruments de mesure
- Arrêté du 28 avril 2006 fixant les modalités d'application du décret n° 2006-447 du 12 avril 2006 relatif à la mise sur le marché et à la mise en service de certains instruments de mesure
- Arrêté du 2 octobre 2010 relatif aux compteurs de gaz combustible
- Directive 2014/68/EU (DESP) relative aux équipements sous pression
- Directive 2014/34/EU (ATEX) relative aux atmosphère explosible

#### 4.1.2. Normes

- NF EN 1359, mai 1999, « Compteurs de gaz, compteurs à parois déformables. »,
- NF EN 1776, avril 2016, « Alimentation en gaz, poste de comptage de Gaz naturel, prescriptions fonctionnelles. »,
- NF EN 12 261/A1, septembre 2006, « Compteurs de gaz, compteurs à turbine »,
- NF EN 12 480/A1, septembre 2006, « Compteurs de gaz, compteurs à pistons rotatifs »,
- NF ISO 17089-1, avril 2011, « Compteurs de gaz à ultrasons »,
- CEI 60 571:2003, « Capteurs industriels à résistance thermométrique de platine »,
- NF EN 12405-1/A2, décembre 2010, « Compteurs de gaz - Dispositifs de conversion – Partie 1 : Conversion de volume »,

- o NF ISO 10715, mars 2001, « Gaz naturel ; lignes directrices pour l'échantillonnage »,
- o NF EN ISO 6974, août 2003, mai 2004 et août 2012, « Gaz naturel ; détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse »,
- o NF EN ISO 6976, novembre 2005, « Gaz naturel ; calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition »,
- o NF EN ISO 13443, novembre 2005, « Conditions de référence standard »,
- o NF EN ISO 12213, décembre 2009, « Gaz naturel – facteur de compression ».

D'autres normes d'un Etat membre de l'Union européenne ou d'un Etat partie à l'accord instituant l'Espace économique européen peuvent être reconnues équivalentes et approuvées par le ministre chargé de la sécurité du gaz.

#### **4.1.3. Textes internationaux**

- o Recommandation internationale – Organisation Internationale de Métrologie Légale « Systèmes de comptage de gaz combustible. » R140, édition 2007
- o Recommandation Internationale - Organisation Internationale de Métrologie Légale « Organisation Internationale de Métrologie Légale « Compteurs de gaz », R137, édition 2012
- o EASEE-gas – Common Business Practice « Harmonisation of units », (CBP 2003-001/02 – approuvée le 27 août 2003).

## **4.2. Exigences du Distributeur**

### **4.2.1. Comptage client**

Le dispositif local de mesurage permet de déterminer les quantités (m<sup>3</sup>) de gaz livrées au client (aux conditions de comptage).

Il comprend a minima un compteur de technologie adaptée à la consommation du client et peut être complété par un ensemble de conversion en température, en pression et température ou en pression, température et compressibilité.

Lorsque la consommation annuelle dépasse 5GWh, il doit être équipé en outre d'un dispositif de relevé à distance (télérelevé...) permettant la détermination journalière des quantités livrées pour les clients liés à GRDF par un contrat de livraison direct.

### **4.2.2. Poste de livraison opérateur aval**

Le poste de livraison installé entre le Distributeur et un autre opérateur de distribution est situé au point « frontière » entre les concessions de chaque opérateur.

La composition du poste de livraison et celle du dispositif local de mesurage peuvent varier en fonction :

- de la nature du réseau où s'effectue le raccordement,
- du débit de l'installation,
- des niveaux de pression respectifs des deux ouvrages à raccorder.

Le poste de livraison comprend a minima un robinet d'isolement en entrée, un filtre, un dispositif de sécurité qui permet de protéger le réseau de chaque opérateur, un dispositif local de mesurage et un robinet d'isolement en sortie, dans le cas des comptages au fil du gaz (si la pression maximale de service du réseau à alimenter est égale à celle du réseau qui l'alimente).

Il peut être complété par un dispositif de détente simple ou double ligne, en fonction des besoins de l'opérateur du réseau à alimenter (si la pression maximale de service du réseau à alimenter est inférieure à celle du réseau qui l'alimente).

Les dispositions particulières sont précisées dans le contrat établi entre les deux opérateurs.

## **5. Prescriptions relatives aux caractéristiques requises du gaz**

La description des prescriptions relatives aux caractéristiques requises du gaz est traitée dans les paragraphes qui suivent, selon le principe de répartition suivant :

- Prescriptions relatives aux caractéristiques des gaz susceptibles d'être injectés sur le réseau du Distributeur par les Opérateurs de transport de gaz naturel Amont, les Opérateurs de distribution de gaz naturel Amont et les Opérateurs Amont susceptibles d'injecter des gaz autres que le gaz naturel,
- Prescriptions relatives aux caractéristiques du gaz naturel livré par le Distributeur aux raccordements avec les Opérateurs de distribution ou de transport Aval et les installations des clients,

Les caractéristiques du gaz naturel sont déterminées dans le respect des exigences réglementaires, en particulier les suivantes :

- Arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et le cahier des charges « Odorisation du gaz distribué » associé,
- Articles R. 121-1 et suivants du code de l'énergie relatif aux obligations de service public assignées aux entreprises du secteur du gaz,
- Arrêté du 16 septembre 1977 : « Dispositions relatives au pouvoir calorifique du gaz naturel distribué par réseau de distribution publique »,
- Arrêté du 28 mars 1980 : « Limites de variations du pouvoir calorifique du gaz naturel distribué par réseau de canalisations publiques »,
- Arrêté du 28 janvier 1981 : « Teneur en soufre et composés sulfurés des gaz naturels transportés par canalisations de transport »,
- Arrêté du 28 janvier 1981 : « Teneur en soufre et composés sulfurés des gaz naturels transportés par canalisation de distribution publique »,
- Prescriptions du cahier des charges ou de l'annexe en vigueur sur le territoire de la commune concernée.

## 5.1 Caractéristiques des gaz susceptibles d'être injectés sur le réseau du Distributeur

### 5.1.1 Caractéristiques du Gaz naturel requises aux raccordements avec les Opérateurs de transport Amont et avec les Opérateurs de distribution Amont

Les caractéristiques du gaz naturel requises par le Distributeur aux raccordements avec les Opérateurs de transport Amont et avec les Opérateurs de distribution Amont sont conformes à tout moment aux prescriptions réglementaires en vigueur relatives aux caractéristiques du gaz naturel.

Les caractéristiques réglementaires à l'entrée en vigueur de l'arrêté ministériel homologuant le plan de conversion exigé par le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 sont :

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H <sup>1</sup> : 10,7 à 12,8 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B <sup>1</sup> : 9,5 à 10,5 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe pour les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar) <sup>2</sup>	Gaz de type B : 12,50 à 13,06 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 12,47 à 13,03)
Point de rosée eau	Inférieur à - 5°C à la pression maximale de service du réseau <sup>3</sup>
Teneur en soufre et H2S	La teneur instantanée en H2S doit être inférieure à 15 mg/m <sup>3</sup> (n) (durée de dépassement de 12 mg/ m <sup>3</sup> (n) inférieure à 8 heures). La teneur moyenne en H2S sur 8 jours doit être inférieure à 7 mg/m <sup>3</sup> (n). La teneur en soufre total doit être inférieure à 150 mg/m <sup>3</sup> (n).
Odeur du gaz	Le gaz livré à toutes les sorties du réseau de transport doit posséder une odeur : suffisamment caractéristique pour que les fuites éventuelles soient perceptibles, qui doit disparaître lors de la combustion complète du gaz.

<sup>1</sup> Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique. Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique.

<sup>2</sup> Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016. Cette spécification s'applique aux points de sortie du réseau de transport vers les réseaux de distribution et les Clients situés dans les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H, au plus tard à la date à laquelle la pression de livraison est abaissée chez les clients particuliers consommant du gaz de type B et jusqu'à la date où le gaz livré devient de type H. Elle s'applique également à la sortie du réseau de transport vers le stockage de Goumay-sur-Aronde tant que le gaz stocké est de type B.

<sup>3</sup> La conversion du point de rosée eau en teneur en eau et inversement est effectuée selon la norme ISO 18 453 « Natural gas – Correlation between water content and water dew point. » (Corrélation de Gergwater).

Les conditions de livraison du gaz par l'Opérateur de transport Amont au raccordement avec le Distributeur font l'objet d'un contrat entre les deux opérateurs.

Les conditions de livraison du gaz par l'Opérateur de distribution Amont au raccordement avec le Distributeur font l'objet d'un contrat entre les deux opérateurs. Les caractéristiques (spécifications et procédures) de l'odorisation du gaz naturel injecté sur le réseau du Distributeur seront spécifiées dans le contrat entre les deux opérateurs.

Pression et température du gaz naturel :

Le contrat mentionne la pression minimale et la pression maximale, la température minimale et la température maximale entre lesquelles le gaz naturel sera livré.

### 5.1.2 Caractéristiques physico-chimiques requises pour l'injection de gaz autres que le gaz naturel

Dans le but :

- de préserver l'intégrité des ouvrages du Distributeur vis-à-vis des risques de réaction chimique et de modification des caractéristiques physiques de ses matériaux constitutifs,
- de garantir l'acheminement vers les clients d'un gaz apte à la combustion et conforme à la réglementation en vigueur,

tout gaz autre que le gaz naturel doit être systématiquement odorisé avant injection sur le réseau du Distributeur conformément à l'Arrêté du 13 juillet 2000 et au cahier des charges relatif à l'odorisation qui lui est associé,

tout gaz autre que du gaz naturel introduit sur le réseau du Distributeur par un Opérateur Amont doit respecter les caractéristiques suivantes, sans préjudice des obligations qui pourraient être faites par la réglementation :

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H <sup>4</sup> : 10,7 à 12,8 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B <sup>1</sup> : 9,5 à 10,5 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar) <sup>5</sup>	Gaz de type H : 13,64 à 15,70 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 13,6 à 15,66) Gaz de type B : 12,01 à 13,06 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 11,97 à 13,03) Gaz de type B pour les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H <sup>6</sup> : 12,50 à 13,06 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 12,47 à 13,03)

<sup>4</sup> Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique. Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique.

<sup>5</sup> Ces valeurs sont celles discutées dans le cadre de l'association Easee-gas. Concernant la limite supérieure pour l'indice de Wobbe, des vérifications sont en cours pour déterminer à quelle date la valeur de 15.85 kWh/m<sup>3</sup>(n) (au lieu de 15.7) discutée au sein d'Easee-gas serait acceptable en France.

<sup>6</sup> Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016. Cette spécification s'applique aux points de sortie du réseau de transport vers les réseaux de distribution et les Clients situés dans les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H, au plus tard à la date à laquelle la pression de livraison est abaissée chez les clients particuliers consommant

Densité	Comprise entre 0,555 et 0,70
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement <sup>7</sup>
Point de rosée hydrocarbures <sup>8</sup>	Inférieur à -2°C de 1 à 70 bar
Teneur en soufre total	Inférieure à 30 mgS/ m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre mercaptique	Inférieure à 6 mgS/ m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre de H <sub>2</sub> S + COS	Inférieure à 5 mgS/ m <sup>3</sup> (n)
Teneur en CO <sub>2</sub>	Inférieure à 2,5 % (molaire)  Par exception, sur autorisation du Distributeur après étude au cas par cas, une limite en CO <sub>2</sub> jusqu'à 3,5% <sup>9</sup> est tolérée.
Teneur en Tétrahydrothiophène (produit odorisant THT)	Comprise entre 15 et 40 mg/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en O <sub>2</sub>	Inférieure à 100 ppmv  Par exception, sur autorisation du Distributeur, après étude au cas par cas, une limite en O <sub>2</sub> jusqu'à 0,75% <sup>10</sup> est tolérée.
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire
Hg	Inférieur à 1 µg/m <sup>3</sup> (n)
Cl	Inférieur à 1 mg/m <sup>3</sup> (n)
F	Inférieur à 10 mg/m <sup>3</sup> (n)
H <sub>2</sub>	Inférieur à 6 %
NH <sub>3</sub>	Inférieur à 3 mg/m <sup>3</sup> (n)
CO	Inférieur à 2 %

Les conditions de livraison du gaz autre que le gaz naturel par l'Opérateur Amont au raccordement avec le Distributeur font l'objet d'un contrat. Les caractéristiques (spécifications et procédures) de l'odorisation du gaz autre que le gaz naturel injecté sur le réseau du Distributeur seront spécifiées dans le contrat entre les deux opérateurs.

Selon la nature du gaz à injecter, la teneur maximale d'autres composés pourra être spécifiée en fonction du risque de détérioration des ouvrages du Distributeur.

En outre, le Distributeur peut demander à recueillir l'avis favorable d'une autorité compétente et légitime sur le territoire du point d'injection, attestant que ce gaz ne présente pas de risque pour la santé publique, l'environnement et la sécurité des installations. L'obtention de cet avis est à la charge de l'Opérateur Amont.

En cas de remise en cause de cet avis par l'autorité précitée, le Distributeur devra être informé dans les quinze jours par lettre recommandée avec accusé de réception.

Cette remise en cause est une clause suspensive de l'acceptation par le Distributeur du gaz à injecter et entraîne la suspension immédiate de l'injection.

---

du gaz de type B et jusqu'à la date où le gaz livré devient de type H. Elle s'applique également à la sortie du réseau de transport vers le stockage de Goumay-sur-Aronde tant que le gaz stocké est de type B.

<sup>7</sup> La conversion du point de rosée eau en teneur en eau et inversement est effectuée selon la norme ISO 18 463 « Natural gas – Correlation between water content and water dew point. » (Corrélation de Gergwater).

<sup>8</sup> Il s'agit d'une spécification applicable au gaz naturel qui ne couvre que les hydrocarbures et pas les huiles.

<sup>9</sup> Dans le cas où le gaz est injecté dans un réseau dans lequel le gaz naturel est de type B, la teneur limite en CO<sub>2</sub> tolérée par exception est de 11,7% au lieu de 3,5%.

<sup>10</sup> Dans le cas où le gaz est injecté dans un réseau dans lequel le gaz naturel est de type B, la teneur limite en O<sub>2</sub> tolérée par exception est de 3% au lieu de 0,75%.



Contraintes sur le PCS :

Compte tenu du risque de variations importantes du PCS des gaz autres que du gaz naturel, l'Opérateur Amont présentera au Distributeur les dispositions retenues pour éviter les fluctuations du PCS de nature à perturber le fonctionnement des installations des clients connectés à son réseau.

Pression et température du gaz autre que le gaz naturel :

Le contrat mentionne la pression minimale et la pression maximale, la température minimale et la température maximale entre lesquelles le gaz naturel sera livré.

Le gaz à injecter doit être à une pression inférieure à la pression maximale de service (MOP) du réseau du Distributeur auquel il est intégré et compatible avec la pression d'exploitation du réseau du Distributeur.

### **5.1.3 Conditions techniques de l'injection de tous types de gaz**

Le réseau de distribution étant un réseau passif (absence de stockage, réserve gazométrique négligeable,...), les quantités injectées sont égales en permanence aux quantités livrées.

Point d'injection :

La position du point d'injection et les quantités injectées doivent être compatibles avec la capacité du réseau et ses conditions d'exploitation.

Epuración :

Si le gaz à injecter n'est pas conforme aux spécifications des tableaux précédents, le Distributeur peut néanmoins accepter de le recevoir. Dans ce cas, le gaz à injecter peut devoir être épuré avant injection sur le réseau du Distributeur.

Le cas échéant, les installations de traitement devront être présentées au Distributeur avant acceptation de l'injection par celui-ci.

La composition du gaz avant épuration devra être fournie.

Les postes de livraison des Opérateurs de transport Amont aux raccordements avec le Distributeur sont équipés d'un filtre standard spécifié auprès du fabricant comme devant arrêter une partie des particules solides d'une taille déterminée. Par ailleurs, le Distributeur peut demander à l'Opérateur Amont qu'il justifie d'un traitement du phénomène d'apparition de phases liquides en Opérateur Prudent et Raisonnable.

Dispositif de contrôle :

L'efficacité de l'épuration sera vérifiée par analyse du gaz. Les résultats des analyses seront tenus à disposition du Distributeur. La fréquence des contrôles sera déterminée contractuellement avec le Distributeur.

Le contrat spécifie les modalités de fonctionnement du dispositif d'injection et de contrôle.

### **5.1.4 Spécificités de la zone alimentée en gaz de type B**

Si le gaz est destiné à être injecté dans un réseau ou une installation de gaz de type B, l'Opérateur Amont ne peut s'opposer à ce que le Distributeur achemine par la suite du gaz de type H dans ce réseau ou cette installation. L'injection pourra alors être poursuivie sous réserve que les caractéristiques du gaz à injecter soient modifiées par l'opérateur Amont pour

respecter les spécifications de la zone gaz H, telles que décrites aux paragraphes 5.1.1 et 5.1.2.

## 5.2. Prescriptions relatives aux caractéristiques du gaz naturel aux raccordements avec les Opérateurs de distribution ou de transport Aval et les installations des Clients

### 5.2.1 Caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel

Les caractéristiques du gaz naturel livré par le Distributeur aux raccordements avec les Opérateurs de distribution ou de transport Aval et avec les installations des clients sont conformes à tout moment aux prescriptions réglementaires en vigueur relatives aux caractéristiques du gaz.

Les caractéristiques réglementaires à l'entrée en vigueur de l'arrêté ministériel homologuant le plan de conversion exigé par le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 sont :

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H <sup>11</sup> : 10,7 à 12,8 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B <sup>12</sup> : 9,5 à 10,5 kWh/ m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe pour les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar) <sup>12</sup>	Gaz de type B : 12,50 à 13,06 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 12,47 à 13,03)
Teneur en soufre et H <sub>2</sub> S	La teneur instantanée en H <sub>2</sub> S doit être inférieure à 15 mg/m <sup>3</sup> (n) (durée de dépassement de 12 mg/ m <sup>3</sup> (n) inférieure à 8 heures). La teneur moyenne en H <sub>2</sub> S sur 8 jours doit être inférieure à 7 mg/m <sup>3</sup> (n). La teneur en soufre total doit être inférieure à 150 mg/m <sup>3</sup> (n).
Odeur du gaz	Le Distributeur s'assure que le gaz livré possède une odeur : suffisamment caractéristique pour que les fuites éventuelles soient perceptibles, qui doit disparaître lors de la combustion complète du gaz.

Le cahier des charges de concession en vigueur sur la commune concernée mentionne la pression minimale et la pression maximale du gaz naturel livré.

<sup>11</sup> Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique. Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique.

<sup>12</sup> Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016. Cette spécification s'applique aux points de sortie du réseau de transport vers les réseaux de distribution et les Clients situés dans les secteurs géographiques en cours de conversion gaz B / gaz H, au plus tard à la date à laquelle la pression de livraison est abaissée chez les clients particuliers consommant du gaz de type B et jusqu'à la date où le gaz livré devient de type H. Elle s'applique également à la sortie du réseau de transport vers le stockage de Goumay-sur-Aronde tant que le gaz stocké est de type B.

Les conditions de livraison du gaz par le Distributeur à l'Opérateur de distribution ou de transport Aval font l'objet d'un contrat entre les deux opérateurs.

Le contrat mentionne la pression minimale et la pression maximale, la température minimale et la température maximale entre lesquelles le gaz naturel sera livré.

### **5.2.2 Epuraton du gaz**

Les postes de livraison des Opérateurs de transport Amont aux raccordements avec le Distributeur sont équipés d'un filtre standard spécifié auprès du fabricant comme devant arrêter une partie des particules solides d'une taille déterminée. Nonobstant la présence de ce filtre, le gaz naturel livré peut véhiculer certains éléments, notamment des phases solides et/ou liquides, à la présence desquelles les installations de certains clients peuvent être sensibles. Le cas échéant, il appartient au client d'installer un dispositif de filtration et/ou de traitement assurant le bon fonctionnement de ses installations avec le gaz naturel livré.

## **6. Exploitation, contrôle et maintenance des installations**

L'exploitation, le contrôle et la maintenance des installations sont réalisés suivant les exigences de la réglementation en vigueur, et en particulier :

- l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et ses cahiers des charges associés,
- l'arrêté du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression,
- l'arrêté du 2 août 1977 relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible et d'hydrocarbures liquéfiés situées à l'intérieur des bâtiments d'habitation ou de leurs dépendances.

## **7. Procédures d'intervention**

Conformément à la réglementation en vigueur, les procédures définissant l'organisation, les moyens et les méthodes que le Distributeur met en œuvre en cas de travaux ou manœuvres sur ses ouvrages, ou d'accident survenu à ses ouvrages sont définis par :

- Un Carnet de Prescriptions au Personnel « Prévention du risque gaz »,
- Un Carnet de Prescriptions au Personnel «Prévention du risque électrique»,
- Un Carnet de Prescriptions au Personnel «Prévention des risques généraux» ,
- Des éléments de secourisme.
- Des dispositions générales pour la sécurité de l'exploitation, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations :
  - o Réception et traitement des demandes d'intervention de sécurité ou de dépannage gaz
  - o Procédure d'intervention de sécurité ou de dépannage gaz
  - o Plan d'ORGanisation d'Intervention GAZ (ORIGAZ),
- Des dispositions qui permettent de définir le dispositif à mettre en œuvre pour assurer la sécurité et la protection de la santé lors des opérations de construction, d'adaptation et de maintenance des ouvrages de distribution de gaz :
  - o Un Plan de Prévention (Décret du 20 février 1992 codifié aux articles R.4511-1 à R. 4514-10 du Code du travail)

- o Un Plan Général de Coordination en matière de sécurité et de protection de la santé (Loi du 31 décembre 1993 et décret du 26 décembre 1994, articles L. 4531-1 à L. 4535-1 et R. 4532-1 à R. 4532-98).
- Le Code de l'Environnement Livre V Titre V chapitre IV : Partie législative (articles L. 554-1 et suivants relatifs à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains aériens ou sub aquatiques de transport ou de distribution) et partie réglementaire (articles R. 554-1 et suivants) relative à la sécurité des réseaux souterrains aériens ou sub aquatiques de transport ou de distribution et l'arrêté du 15 février 2012 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains aériens ou sub aquatiques de transport ou de distribution.

Par ailleurs, des dispositions complémentaires peuvent venir compléter ces textes, et sont appliquées localement sous l'autorité du Chef d'Etablissement.

## Résumé de l'acte

### 057-200039865-20221212-2022-12-DC26-DE

**Numéro de l'acte :** 2022-12-DC26  
**Date de décision :** lundi 12 décembre 2022  
**Nature de l'acte :** DE  
**Objet :** Avenant au traité de concession pour la distribution publique de gaz entre l'Eurométropole de Metz et GRDF  
**Classification :** 1.4 - Autres types de contrats  
**Rédacteur :** Catherine DELLES  
**AR reçu le :** 14/12/2022  
**Numéro AR :** 057-200039865-20221212-2022-12-DC26-DE  
**Document principal :** 99\_DE-26.pdf

#### Historique :

13/12/22 16:35	En cours de création	
13/12/22 16:36	En préparation	Catherine DELLES
14/12/22 13:52	Reçu	Catherine DELLES
14/12/22 13:53	En cours de transmission	
14/12/22 13:58	Transmis en Préfecture	
14/12/22 14:06	Accusé de réception reçu	