



BUREAU SYNDICAL
Note de synthèse explicative

Vendredi 31 mai 2024 – 10h00
Espace Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE – CAEN

Convocation envoyée et affichée le 24 mai 2024

ORDRE DU JOUR

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE	3
1. Approbation du procès-verbal du 19 avril 2024	3
2. Compte-rendu des décisions de la Présidente	3
3. Marchés publics	4
4. Transferts de compétences	8
5. Actualités	9
II. TRAVAUX DES COMMISSIONS	12
ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES	12
6. Demande de financement par fonds de concours.....	12
CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ	13
7. Contrôle du service public de la distribution d'électricité – Synthèse 2022.....	13
8. Bilan des rapports de contrôle GRDF et PRIMAGAZ 2023 – Données 2022.....	13
9. Convention de rattachement des ouvrages de renforcement de réseau construit sur certaines communes déléguées de Vire-Normandie au réseau de la Convention en date du 25 décembre 1997	14
10. Renouvellement du contrat de concession GRDF - Etat d'avancement des négociations.....	14
TRANSITION ENERGETIQUE	15
11. Retour sur la Commission Consultative pour la Transition Energétique du 28 mai 2024	15
12. Bilan de l'accompagnement ZAENR (Zones d'accélération des EnR)	15
MOBILITES BAS CARBONE	16
13. Etat d'avancement du SDIRVE	16
TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE	17
14. Programme de raccordement du réseau public d'électricité – 5ème tranche 2024	17
15. Programme Pluriannuel d'Investissement 2023-2026 – Bilan du programme annuel 2023 et proposition pour 2024	17
ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE	18
16. Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 4ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT	18
17. Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 4ème Tranche de travaux 2024 ≥ 40 k€ HT	18
18. DTMO – Travaux d'éclairage public réalisés par la collectivité sous mandat du SDEC ÉNERGIE.....	19

QUESTIONS DIVERSES

Les membres du Bureau Syndical souhaitant évoquer un point particulier devant le Bureau Syndical en aviseront préalablement la Présidente.



Annexe 1 :	<i>Procès-verbal de la séance du 19 avril 2024</i>	<i>p 21</i>
Annexe 2 :	<i>Compte-rendu de l'opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ</i>	<i>p 33</i>
Annexe 3 :	<i>Liste des demandes de financement par fonds de concours</i>	<i>p 45</i>
Annexe 4 :	<i>Synthèse des rapports de contrôle GRDF et PRIMAGAZ</i>	<i>p 46</i>
Annexe 5 :	<i>Convention de rattachement des ouvrages de renforcement</i>	<i>p 141</i>
Annexe 6 :	<i>Programme de raccordement – 5ème tranche 2024</i>	<i>p 146</i>
Annexe 7 :	<i>EP/SL – 4ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT</i>	<i>p 147</i>
Annexe 8 :	<i>Conventions de DTMO – EP – Bayeux et Caumont-sur-Aure</i>	<i>p 149</i>

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

1. APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU 19 AVRIL 2024

→ Annexe 1 p 21.

2. COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

La Présidente rendra compte des décisions prises, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, depuis le Bureau Syndical du 19 avril 2024 :

Objet			Impact financier
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Ducy-Sainte-Marguerite, Janville et Luc-sur-Mer 1 760,00 € 2 080,00 € 2 640,00 €
		Niveau 2	Adhésion des communes de Ducy-Sainte-Marguerite, Janville, Luc-sur-Mer, Trouville-sur-Mer et Grandcamp-Maisy 4 400,00 € 4 400,00 € 3 300,00 € 2 200,00 € 4 400,00 €
	Aide financière dans le cadre du P.A.C.T.E. - Programme de conférences et ateliers à destination du grand public sur l'année 2024 - Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon		2 647,50 €
	Compétence Contribution à la Transition Energétique : validation du financement du plan d'actions 2024 de Noues-de-Sienne		12 855,00 €
	Convention de partenariat avec Biomasse Normandie pour l'animation de la filière bois-énergie - 2024-2026 (5 000 €/an)		15 000 €
	Convention de partenariat avec la Chambre d'Agriculture du Calvados 2024/2026		---
	Participation du SDEC ÉNERGIE à l'événement Vachement Caen		1 250,00 € HT
Mobilité Durable	Aides Financières	Acquisition d'un véhicule utilitaire électrique neuf - Commune de Laize-Clinchamps	3 000,00 €
		Acquisition de deux véhicules électriques neufs - Commune de Trouville-sur-Mer	4 000,00 €
Marchés Publics	Assistance à maîtrise d'ouvrage préalable à la mise en place d'un système d'archivage électronique		36 000,00 HT
Ressources	Décision de défense des intérêts du SDEC-Energie dans l'instance n° 2401049-1 introduite devant le Tribunal Administratif de Caen		Selon procédure
Eclairage Public	Convention de partenariat avec la FNCCR dans le cadre de la mise en œuvre du programme CEE ACTEE 2 - sous-programme LUM'ACTE (Identification et cartographie des nuisances lumineuses présentes sur leurs parcs d'éclairage public)		---

3. MARCHES PUBLICS

○ Consultation en cours

Objet	Type de procédure
Marché subséquent 3 – Groupement de commandes pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés	Appel d'offres ouvert
Fourniture de luminaires peints pour éclairage routier ou résidentiel	
Prestations de communication	
Maintenances préventive et curative des installations photovoltaïques du SDEC ÉNERGIE	Adaptée ≥ 40 000 € HT
Réalisation d'audits d'effacement de consommation électrique de sites techniques et de bâtiments tertiaires publics	
Prestations de conseil juridique	
Réparation et entretien des véhicules du SDEC ÉNERGIE	Adaptée < 40 000 € HT

○ Résultats d'une consultation, ne nécessitant pas de délibération

Pour rappel, le SDEC ENERGIE a notifié, par courrier du 28 novembre 2023, à l'entreprise TRP NORMANDIE la décision de non-reconduction du lot 9 CC Terre d'Auge – TRAVAUX SOUTERRAINS 2022. Le marché a donc pris fin le 31 décembre 2023.

Par ailleurs, en accord avec le titulaire, le SDEC ENERGIE a entrepris la résiliation des lots – TRAVAUX SOUTERRAINS 2022 suivants :

Marchés / Lots	Titulaire	Prise d'effet	Fin maxi
Lot 5 : Travaux souterrains CC Seules Terre et Mer	STEPELEC	01/01/2022	A la date de notification de l'acte de résiliation
Lot 10 : Travaux souterrains CA Lisieux Normandie			
Lot 13 : Travaux souterrains CC Cingal Suisse Normande			
Lot 16 : Travaux souterrains CC Pré-Bocage Intercom			

Ainsi, la Commission d'Appel d'Offres du 14 mai 2024 a attribué les lots relancés aux entreprises suivantes :

Objet	Lot	Attributaires
TRAVAUX SOUTERRAINS SUR LES RESEAUX : ELECTRICITE, ECLAIRAGE, GENIE CIVIL DE COMMUNICATIONS ET INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES 2024 (Procédure avec négociation)	LOT 5A : CC SEULLES TERRE ET MER	GARCZYNSKI TRAPLOIR FORLUX Omexom Distribution Caen
	LOT 9A: CC TERRE D'AUGE	Réseaux environnement – SPIE CityNetworks
	LOT 10A : CA LISIEUX NORMANDIE	Réseaux environnement – SPIE CityNetworks
	LOT 13A : CC CINGAL SUISSE NORMANDE	GARCZYNSKI TRAPLOIR FORLUX Omexom Distribution Caen
	LOT 16A : CC PRÉ BOCAGE INTERCOM	GARCZYNSKI TRAPLOIR FORLUX Omexom Distribution Caen

- **Résultat d'une consultation, nécessitant délibération – Procédure adaptée \geq 40 000 € HT**

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous OXYAD :

Objet	Attributaire
Contrôle technique des réseaux neufs de distribution publique d'électricité	QUALICONSULT EXPLOITATION

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'acter le rapport de la Présidente présenté en séance ;
- de décider d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise QUALICONSULT EXPLOITATION, pour un montant du DQE de 22 360 € HT ;
- de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;
- de charger Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.

- **Avenants nécessitant délibération – CAO du 14 mai 2024 (article L1414-4 du CGCT) :**

Le marché de « Travaux souterrains sur les réseaux 2022 », pour les lots 3, 4, 6, 7, 8, 11A, 12, 14, 15 et le marché « Raccordement 2022 » pour les lots : 1A, 2A, 3 bénéficient actuellement d'avenants, respectivement avenant n°6 et avenant n°5. Ces avenants ont été décidés pour tenir compte de la flambée des prix et soutenir nos entreprises.

Ces avenants arrivent à leur terme le 30 juin 2024. Face au constat d'un niveau d'inflation toujours élevé et aux sollicitations des entreprises pour maintenir les conditions de fixation des prix au-delà du 30 juin prochain, la Commission d'Appel d'Offres retient la solution de proposer aux entreprises de nouveaux avenants.

Les clauses financières modifiées sont celles du CCAP relatives à la modification de la formule de révision des prix (suppression du terme fixe, calcul sur la base du mois m-2 au lieu de m-4, à la neutralisation du coefficient commercial et à la majoration des articles du BPU).

La durée de ces avenants est de 12 mois à compter du 1^{er} juillet 2024, jusqu'au 30 juin 2025.

➤ **Marchés de travaux raccordement 2022 - Avenant n° 6 : Evolution des prix 2024**

Objet	Secteurs géographiques	Attributaire
Lot 1a : Bessin-Bocage	CC Isigny Omaha Intercom, CC de Bayeux Intercom, CC de Seulles Terre et Mer, CC Pré-Bocage intercom, CC Intercom de la Vire au Noireau	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS
Lot 2a : Caen La Mer et ses environs – Suisse Normande et Pays de Falaise	CU Caen-la-Mer, CC Vallée de l'Orne et de l'Odon, CC Cingal Suisse Normande, CC du Pays de Falaise	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS
Lot 3 : Pays d'Auge Nord et Pays d'Auge Sud	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge, CC Val-Ès-Dunes, CC Cœur-Côte-Fleurie, CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville, CC Terre d'Auge, CA de Lisieux-Normandie	RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS

➤ **Marchés de travaux réseaux 2022 - Avenant n° 7 : Evolution des prix 2024**

Objet	Secteurs géographiques	Attributaire
Lot 3 : Travaux souterrains CC Isigny-Omaha Intercom	CC Isigny-Omaha Intercom	STURNO + TEIM
Lot 4 : Travaux souterrains CC Bayeux Intercom	CC Bayeux Intercom	STURNO + TEIM
Lot 6 : Travaux souterrains CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 7 : Travaux souterrains CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 8 : Travaux souterrains CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 11A : Travaux souterrains CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	EIFFAGE
Lot 12 : Travaux souterrains CC du Pays de FALAISE	CC du Pays de FALAISE	SORAPEL + SATO
Lot 14 : Travaux souterrains CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	SORAPEL + SATO
Lot 15 : Travaux souterrains CC Intercom de la Vire au Noireau	CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM

Délibérations : selon les avis émis par la Commission d'Appel d'Offres du 14 mai 2024, il appartiendra au Bureau Syndical :

- de statuer sur les projets d'avenants proposés ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et de l'autoriser à signer lesdits avenants ainsi que tout acte s'y rapportant.

o **Non Reconduction de marché :**

Marchés / Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi
Fourniture de luminaires peints pour éclairage routier (8m)	SIMON LIGHTING	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	05/08/2021	04/08/2025

o **Reconductions de marchés :**

- Groupement de commandes pour la fourniture de postes de transformation, transformateurs HTA/BT, d'armoires de coupure HTA et d'enveloppes de poste de transformation pour la distribution publique d'électricité – RELANCE :

Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi
Lot 1 : Poste de transformation de type PSSA et PSSB équipé ou non d'un transformateur TPC de puissance 100 à 250 kVA en 15 ou 20 KV	EPSYS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/08/2023	31/07/2027
Lot 2 : Transformateurs	REMATELEC	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/08/2023	31/07/2027
Lot 3 : Poste de transformation de type PRCS de puissance 50,100 à 160 kVA en 15 ou 20 KV	TRANSFIX	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/08/2023	31/07/2027
Lot 4 : Armoires de coupure HTA évolutives	EPSYS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/08/2023	31/07/2027
Lot 5 : Enveloppe de type PAC non équipé de transformateur	EPSYS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/08/2023	31/07/2027

○ Sous-traitances 2024 :

➤ Travaux souterrains 2022

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
6- CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM	BATI 14	Travaux de maçonnerie	10 000 €
7 - CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest				10 000 €

4. TRANSFERTS DE COMPETENCES

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1^{er} janvier 2017, il sera proposé au Bureau Syndical de se prononcer sur les demandes de transferts de compétences suivantes, enregistrées depuis le Bureau Syndical du 19 avril 2024 :

○ Transferts de la compétence « GAZ »

Collectivité	Date de la délibération
NORON-L'ABBAYE	20 février 2024
SAINT-PIERRE-DU-BU	12 mars 2024
VIRE NORMANDIE	20 décembre 2021 et 8 avril 2024

A noter que la commune de Vire Normandie, qui avait délibéré le 20 décembre 2021, sans évoquer les communes déléguées non alimentées en gaz naturel, a confirmé, par délibération en date du 8 avril 2024, que le transfert de cette compétence s'est opéré sur l'ensemble du territoire de la commune nouvelle.

○ Transfert de la compétence « IRVE »

Collectivité	Date de la délibération
MONTFIQUET	4 mars 2024

La commune ne possède pas d'actif relevant de la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables », il sera donc proposé de fixer la valeur du patrimoine à 0 € à la date de ce transfert.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'accepter le transfert de la compétence « Gaz », visée à l'article 3.3 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par les communes de Noron-l'Abbaye et Saint-Pierre-du-Bû ;
- de confirmer que le transfert de la compétence « Gaz », visée à l'article 3.3 des statuts du SDEC ÉNERGIE, de la commune de Vire Normandie, acté par délibération du Bureau Syndical du 21 janvier 2022, porte sur l'ensemble du territoire de la commune nouvelle ;
- d'accepter le transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », visée à l'article 3.6 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par la commune de Montfiquet ;
- de dire que la valeur de l'actif à la date du transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », de la commune Montfiquet s'élève à 0 € ;
- de décider de mettre en œuvre ces transferts de compétence, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et de l'autoriser à signer tout acte s'y rapportant.

5. ACTUALITES

o Commissions Locales d'Énergie 2024 :

Les prochaines Commissions Locales d'Énergie se réuniront du 30 septembre au 14 octobre 2024.

Pour rappel, le Syndicat déplore depuis quelques années, une baisse de la fréquentation de ces réunions par les élus. Nous avons tenté de renouveler le concept de nos CLE en proposant différents formats de réunions (visite de site, changement d'horaires, ...). Tenant compte de ces éléments et conformément à la décision prise par le Bureau Syndical du 1^{er} décembre 2023, il sera proposé, de revenir à des réunions à la maille des territoires des EPCI, en soirée et sur la période du printemps à partir de 2025 ; les CLE de 2024 ayant déjà été programmées à l'automne.

Sur les 18 collèges (15 EPCI hors CU Caen la mer + Communes de la CU Caen la mer, membres du Syndicat + CU Caen la mer + collège des EPCI), il sera proposé de ne regrouper que les collèges suivants :

- Cœur Côte Fleurie + Pays de Honfleur Beuzeville,
- Communes de la CU Caen la mer, membres du Syndicat + CU Caen la mer,
- EPCI sur chacun de leur territoire.

15 réunions seraient ainsi organisées, dans une salle en plein cœur du territoire concerné, comme suit :

Lundi 30 septembre 2024	1 CLE	Lundi 7 octobre 2024	2 CLE	Lundi 14 octobre 2024	2 CLE
Mardi 1 ^{er} octobre 2024	2 CLE	Mardi 8 octobre 2024	2 CLE		
Mercredi 2 octobre 2024	2 CLE	Mercredi 9 octobre 2024	2 CLE		
Jeudi 3 octobre 2024	2 CLE				

Sur chacun des territoires, une présentation d'un bilan des projets réalisés/en cours/programmés sera proposée aux élus dès 18h.

Dans un second temps, les élus pourront rencontrer les techniciens sur des stands répartis autour d'un cocktail apéritif.

De manière à toucher le plus grand nombre de collectivités, il sera proposé d'élargir les invitations (habituellement réservées aux maires, présidents et délégués) aux maires-délégués, aux secrétaires de mairie, Directeurs généraux et aux techniciens.

A noter que ces réunions permettront l'organisation d'élections intermédiaires suite aux démissions de représentants au Comité Syndical, entraînant la vacance de postes.

Est concerné, à ce jour, le secteur de Bayeux Intercom, pour le remplacement de Gaëtan GERVAISE, démissionnaire du Conseil Municipal d'Esquay-sur-Seulles.

○ **Ordre du jour du Comité Syndical du 20 juin 2024 :**

Le prochain Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE se réunira le jeudi 20 juin 2024 à 14h00, dans la salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Son ordre du jour prévisionnel est le suivant :

Actualités du syndicat	<ul style="list-style-type: none"> - Approbation du PV du Comité Syndical du 28 mars 2024, - Compte-rendu des décisions de la Présidente, - Demandes d'adhésions pour le transfert de la compétence « Eclairage Public » - Etat des transferts de compétences, - Agenda du Comité Syndical.
Finances	<ul style="list-style-type: none"> - Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours
Concession Electricité	<ul style="list-style-type: none"> - PPI 2023-2026 - Présentation du Programme Annuel 2024* - Contrôle 2024 de l'utilisation des aides du FACÉ
Concessions Gaz	<ul style="list-style-type: none"> - Bilan du rapport de contrôle ANTARGAZ ENERGIES 2023 - Données 2022 - Bilan du rapport de contrôle PRIMAGAZ 2023 - Données 2022 - Bilan du rapport de contrôle GRDF 2023 - Données 2022 - Convention de rattachement des ouvrages de renforcement de réseau construit sur certaines communes déléguées de Vire-Normandie au réseau de la Convention en date du 25 décembre 1997
Transition Energétique	<ul style="list-style-type: none"> - Point d'étape sur la création des sociétés de projets EnR

* Conformément au contrat de concession, le programme annuel 2024 sera présenté conjointement par Mme la Présidente et M. Frédéric HARDOUIN, délégué territorial du Calvados Enedis.

○ **Retour sur l'opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ :**

Le compte-rendu de l'opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ, qui a eu lieu du 16 au 18 avril 2024, a été réceptionné début mai (**annexe 2 p 33**).

L'utilisation des dotations dans un délais raisonnable a été soulignée et la qualité des travaux effectués remarquée par le contrôleur (concordance entre terrain, plans et factures).

Seuls les trois axes de progrès possibles suivants ont été relevés :

- Remontée aéro-souterraine HTA à reprendre sur le site de Livarot, idéalement via une pointe de diamant,
- Coffret RMBT un peu trop haut à Danvou la Ferrière (Les Monts d'Aunay), incertitude sur leurs positionnements définitifs pour le lotissement de Balleroy et la zone artisanale de Formigny la Bataille,
- Deux supports en béton armé non déposés à Saint Vaast en Auge en raison de la pose de fibre optique sans concertation avec l'AODE.

La remarque sur la remontée aéro-souterraine HTA a d'ores et déjà été traitée (preuve apportée le 17 mai). Les éléments de réponses aux autres remarques formulées seront retournés avant la fin du mois de mai.

Si le rythme (contrôle tous les 4/5 ans) est conservé, le prochain pourrait être envisagé en 2028 ou 2029.

Un retour sur ce contrôle sera proposé en séance.

o **Retour sur l'audit de certification :**

Le jeudi 30 mai 2024, le SDEC ÉNERGIE sera soumis à un audit des normes ISO 9001 et 50001 par APAVE CERTIFICATION.

Pour rappel, les normes ISO 9001 et 50001 définissent respectivement des systèmes de management de la qualité et de l'énergie, offrant des cadres structurés pour améliorer la performance et l'efficacité des processus organisationnels.

Pour le SDEC ÉNERGIE, ces normes sont essentielles car elles garantissent la qualité des services et la gestion efficace de l'énergie, contribuant ainsi à la durabilité environnementale et à la satisfaction des parties prenantes. Le SDEC ÉNERGIE est certifié ISO 9001 depuis avril 2004, soit depuis 20 ans.

Un retour sur cet audit sera proposé en séance.

o **Retour sur la 1ère réunion du Groupe de Travail ad hoc « Réseaux de Chaleurs Urbains (RCU)/gaz »**

Pour rappel, la direction Transition Énergétique a réalisé, à la demande de la commune de Villers-Bocage, une note pour étudier l'opportunité de réaliser un projet de réseau de chaleur urbain pour alimenter plusieurs équipements publics.

Ces bâtiments étant tous actuellement alimentés par le réseau de gaz (DSP de la concession historique), avant d'aller plus loin et de lancer, éventuellement, des études complémentaires juridiques, techniques et économiques, le Bureau Syndical du 19 avril dernier a validé la constitution d'un groupe de travail ad hoc, constitués d'élus des commissions « Concessions Electricité et Gaz » (Rémi BOUGAULT) et « Transition Énergétique » (Marc LECERF, Gilles MALOISEL et Abderrahman BOUJRAD) ou communs aux deux commissions (Patrice GERMAIN), pour mener une réflexion sur :

- les critères d'appréciation de l'impact du développement d'un RCU sur le territoire d'une concession gaz,
- la position du syndicat vis-à-vis des demandes des communes qui souhaitent un réseau de chaleur urbain (RCU) porté par le syndicat par transfert de compétence quand une concession gaz est existante sur le territoire.

Ce groupe de travail s'est réuni le 15 mai dernier pour :

- ✓ Préciser ses objectifs à court et moyen terme, à savoir :
 - A court terme : Quel positionnement du syndicat face à une demande de développement de projet de production de chaleur (RCU) via transfert de compétence sur un territoire desservi par une délégation de service public de gaz pour laquelle le syndicat est autorité concédante ?
 - A moyen terme : Evaluer les impacts du développement des réseaux de chaleur sur nos contrats de concession gaz.
- ✓ Etudier le positionnement du syndicat sur le projet de réseau de chaleur urbain de Villers-Bocage.
- ✓ Débuter une réflexion sur l'impact des réseaux de chaleur sur les contrats de concession Gaz (en particulier celui avec GRDF, dont le renouvellement est prévu en 2027).

Comme convenu lors du dernier Bureau Syndical, les premières conclusions de ce groupe de travail seront portées à la connaissance du Bureau Syndical.

- Echéances :

La Commission d'Appel d'Offres initialement programmée le 28 mai 2024 est annulée.

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1^{er} Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques, présentera les travaux de la commission qui nécessitent délibération du Comité Syndical.

6. DEMANDE DE FINANCEMENT PAR FONDS DE CONCOURS

Par délibérations en date du 18 décembre 2014 et du 17 décembre 2015, le Comité Syndical a validé le principe de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour toutes les collectivités qui le souhaitent.

La mise en œuvre du fonds de concours réclame, des collectivités concernées et du SDEC ÉNERGIE, une délibération concordante pour chacun des dossiers pour lesquels ce financement est sollicité.

Le Comité Syndical du 20 juin prochain devra se prononcer sur les 28 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 28 mars 2024 par 23 communes, proposés en **annexe 3 p 45**, pour les montants suivants :

- Montant total des travaux : 1 283 095,26 € HT
- Montant de la participation communale : 664 230,93 €
 - Montant des fonds de concours : 663 377,24 €
 - Montant du solde de fonctionnement : 853,69 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette nouvelle liste au Comité Syndical du 20 juin 2024.

CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ

M. Rémi BOUGAULT, Vice-Président en charge des concessions électricité et gaz, présentera les travaux de la commission, réunie les 16 avril et 14 mai 2024 et qui nécessitent délibérations du Comité Syndical.

➤ Concession Electricité

7. CONTROLE DU SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE – SYNTHESE 2022

Sur la base du rapport de la mission de contrôle 2022 (données 2021) et de sa synthèse, disponible sur le site internet du Syndicat (<https://www.sdec-energie.fr/rapports-concessions-%C3%A9lectricit%C3%A9-et-gaz>), un document présentant quelques données et les principales conclusions de la mission de contrôle 2022 du service public de la distribution d'électricité dans le Calvados sera présenté en séance.

➤ Concessions Gaz

8. BILAN DES RAPPORTS DE CONTROLE GRDF ET PRIMAGAZ 2023 – DONNEES 2022

Comme chaque année, la Direction des Concessions du SDEC ÉNERGIE procède aux missions de contrôle auprès des différents concessionnaires.

Concernant les concessionnaires GRDF et PRIMAGAZ, ces contrôles réalisés en 2023 portaient sur les données 2022 des contrats de concessions (usagers, travaux, ouvrages des concessions, qualité de la fourniture et sécurité, comptabilité).

Une synthèse de ces bilans, jointe en **annexe 4 p 46**, sera proposée en séance.

Il sera proposé au Bureau Syndical de présenter ces bilans au Comité Syndical du 20 juin 2024.

9. CONVENTION DE RATTACHEMENT DES OUVRAGES DE RENFORCEMENT DE RESEAU CONSTRUIT SUR CERTAINES COMMUNES DELEGUEES DE VIRE-NORMANDIE AU RESEAU DE LA CONVENTION EN DATE DU 25 DECEMBRE 1997

La convention, proposée en **annexe 5 p 141**, détermine les conditions dans lesquelles les ouvrages de renforcement réalisés sur les communes de Truttemer-le-Grand et Truttemer-le-Petit qui seront rattachés au réseau de la convention syndicale en date du 15 décembre 1997, seront réalisés et exploités par GRDF.

Les ouvrages de renforcement concernés portent sur des canalisations de moyenne pression de type C, d'une pression de 4 bars, en polyéthylène, de diamètre 125 mm pour une longueur de 5 020 mètres (4 060 mètres sur la commune de Truttemer-le-Grand et 960 mètres sur la commune de Truttemer-le-Petit).

La convention est conclue pour la durée de l'exploitation des ouvrages, éventuellement renouvelés.

Ce projet de convention, sera mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 4 juin 2024, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

Il appartiendra au Bureau Syndical de se prononcer sur ce projet de convention avant qu'il ne soit soumis à l'approbation du Comité Syndical du 20 juin 2024.

10. RENOUVELLEMENT DU CONTRAT DE CONCESSION GRDF - ÉTAT D'AVANCEMENT DES NEGOCIATIONS

Pour rappel, le SIGAZ, auquel le SDEC ÉNERGIE s'est substitué, et GRDF ont signé une convention de concession pour le service public de la distribution de gaz pour plusieurs communes de la zone de desserte exclusive de GRDF ayant transféré leur compétence de distribution de gaz naturel au syndicat, le 15 décembre 1997, à laquelle sont annexés un cahier des charges et ses annexes, pour une durée de 30 ans.

Par ailleurs, le SDEC ÉNERGIE s'est substitué aux communes de Langrune-sur-Mer, Hermival-les-Vaux et Le Breuil-en-Auge, communes situées dans la zone de desserte exclusive de GRDF, au titre des droits et obligations découlant des conventions de concession conclues par ces communes avec GRDF, en date respectivement du 27 janvier 1997, 28 septembre 1998 et du 22 novembre 2000, auxquelles sont annexés un cahier des charges et des annexes.

A l'approche du terme de certains de ces contrats, les parties ont décidé de se rapprocher, conformément à l'article 31 du cahier des charges de la concession, en vue d'établir un état des lieux et de préparer le renouvellement des traités de concession ou d'en adapter les termes sans en modifier la durée.

Un accord de méthode relatif aux discussions à engager en vue du renouvellement du traité de concession a ainsi été adopté par le Comité Syndical du 29 juin 2023.

Un état d'avancement des négociations en cours sera proposé en séance.

TRANSITION ENERGETIQUE

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Energétique, présentera les travaux de la commission, réunie le 15 mai 2024.

11. RETOUR SUR LA COMMISSION CONSULTATIVE POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE DU 28 MAI 2024

La Commission Consultative pour la Transition Energétique (CCTE) se réunira le 28 mai prochain à 14h dans la salle Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE.

L'ordre du jour de cette réunion qui est composée à part égale d'un collège d'élus des EPCI et d'un collège d'élus du syndicat porte sur :

- Des sujets d'actualités (Appels à projets PROGRES et rénovation des logements communaux à caractère social),
- La feuille de route 2024-2026 de la commission :
 - Avancement des groupes de travail
 - Trame noire du Calvados
 - Bilan de l'accompagnement des ZAENR,
- L'avancement de l'élaboration des ZAENR dans le Calvados – Présentation par Estelle JARDIN de la Préfecture,
- L'impact du développement des ENR sur les réseaux électriques – Présentation par Agathe GUILBART, Directrice des Affaires Publiques chez RTE.

Un retour sur cette plénière sera présenté en séance.

12. BILAN DE L'ACCOMPAGNEMENT ZAENR (ZONES D'ACCELERATION DES ENR)

Pour rappel, la loi d'accélération des énergies renouvelables (loi APER) du 10 mars 2023 comprend un ensemble de mesures visant, de l'amont à l'aval des projets, à développer des installations de production d'énergie renouvelable qui profitent aux territoires.

En matière de planification énergétique, cette loi instaure la possibilité pour les communes de définir des zones d'accélération des énergies renouvelables en concertation avec leur population.

Le SDEC ÉNERGIE, en collaboration avec la Commission Consultative pour la Transition Energétique, a élaboré un dispositif d'accompagnement des communes pour la définition des zones d'accélération des énergies renouvelables » (ZA EnR) et a reçu 32 demandes d'accompagnement.

Cet accompagnement a pris la forme :

1. d'un webinaire à l'attention des communes, le 21 mars → environ 120 participants (157 inscrits/103 connexions) :
2. de 8 sessions de formation à l'attention des communes et EPCI :
 - Cadrage de l'exercice : les énergies à traiter au regard du PCAET et des caractéristiques du territoire.
 - Pour chaque énergie renouvelable : les choix méthodologiques possibles, les données à prendre en compte.
 - Prise en main de module dédié créé sur Mapeo et création pas à pas des ZA EnR : les couches à afficher, le tracé des périmètres.
 - Intégration dans le portail national : accès au portail, droits.
 - Procédure d'approbation.

A noter que, considérant le succès rencontré par ces sessions et la sollicitation d'élus n'ayant pu assister aux premières formations, au moins une nouvelle date sera proposée aux collectivités, dans les locaux du Syndicat, d'ici l'été.

- d'un guide méthodologique détaillé sur l'élaboration des ZAER à l'aide de l'atlas des énergies sur Mapeo, dont la publication sur le site du SDEC ÉNERGIE est prévue prochainement.

Un retour sur cet accompagnement sera proposé en séance.

MOBILITES BAS CARBONE

Monsieur Jean-Luc GUILLOUARD, Vice-Président en charge des mobilités bas carbone, présentera les travaux de la commission réunie le 15 mai 2024.

13. ETAT D'AVANCEMENT DU SDIRVE

Un point d'étape sur l'avancée du déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques dans le cadre du SDIRVE (1 000 points de charge supplémentaires sur le domaine public d'ici à 2027) sera proposé en séance :

Etat du programme 2023 en nombre de PDC (Points de charge)						
	Engagement SDIRVE	Ajout	Abandon ou report	APS (Avant-projet Sommaire)	APD (Avant-projet Définitif)	PDC en service
En cours				184 (98 bornes)	148 (80 bornes)	60 (32 bornes)
Reste à faire	188 (103 bornes)	13 (4 bornes)	13 (7 bornes)	4 (2 bornes)	40 (20 bornes)	128 (68 bornes)
TOTAL				188 (100 bornes)	188 (100 bornes)	188 (100 bornes)

Etat du programme 2024 en nombre de PDC (Points de charge)						
	Engagement SDIRVE	Ajout	Abandon ou report	APS (Avant-projet Sommaire)	APD (Avant-projet Définitif)	PDC en service
En cours				130 (73 bornes)	0	0
Reste à faire	220 (121 bornes)	40 (20 bornes)	37 (20 bornes)	93 (48 bornes)	223 (121 bornes)	223 (121 bornes)
TOTAL				223 (121 bornes)	223 (121 bornes)	223 (121 bornes)

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

En l'absence de Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, Monsieur Denis CHÉRON présentera les travaux de la commission, qui nécessitent délibération du Bureau Syndical.

14. PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ – 5ÈME TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une cinquième tranche de travaux 2024, pour le raccordement du réseau public d'électricité concernant 10 projets, pour un montant de 217 996 € HT, dont 32 676 € HT de renforcement nécessaire à 1 projet et 185 320 € HT consacrés aux extensions.

→ **Annexe 6 p 146 : tranche de travaux.**

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la cinquième tranche de travaux 2024 de raccordement du réseau public d'électricité proposée (10 projets, pour un montant de 217 996 € HT) ;
- de dire que les dépenses d'investissement seront imputées aux articles 2315 et 4581923 - Travaux Electricité du Budget Principal ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

15. PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT 2023-2026 – BILAN DU PROGRAMME ANNUEL 2023 ET PROPOSITION POUR 2024

Le contrat de concession, approuvé par délibération du Comité Syndical en date du 13 décembre 2018, précise, notamment l'établissement d'un Programme Pluriannuel d'Investissement (PPI) par période de 4 ans élaboré conjointement entre l'autorité concédante et le concessionnaire Enedis.

Ces programmes pluriannuels sont déclinés en Programmes Annuels (PA) dont un bilan doit être réalisé, chaque année.

Le suivi régulier des investissements du concessionnaire et du SDEC ÉNERGIE permet de s'assurer des engagements des deux parties, le tableau ci-après synthétise le montant global engagé au 31 décembre 2023 par rapport aux prévisions budgétaires des objectifs fixés pour chacun des PA :

Les montants sont en K€ HT :

Maitre d'Ouvrage	PPI 2023/2026	Montant global Engagé en 2023	Taux de réalisation au 31/12/2023 / PPI	PA 2024
Enedis	29 000 k€	9 381 k€	36.4 %	7 280 K€
SDEC ÉNERGIE	31 000 k€	5 627 k€	18 %	7 500 k€*

* en cours d'élaboration

Conformément au contrat de concession, le programme annuel 2024 (PPI 2023-2026) sera présenté conjointement par la Présidente du SDEC ÉNERGIE et M. Frédéric HARDOUIN, délégué territorial du Calvados Enedis lors du Comité Syndical du 20 juin prochain.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

M. Jean LEPAULMIER, Vice-Président en charge de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse, présentera les travaux de la commission, réunie le 17 mai 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

16. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 4EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 < 40 k€ HT

La commission présentera au Bureau Syndical la liste des opérations engagés depuis le Bureau Syndical du 19 avril 2024, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 40 k€ HT (48k€ TTC), **annexe 7 p 147**.

PROGRAMME TRAVAUX		NOMBRE DE PROJETS	MONTANT TTC
Eclairage Public	Extension / Renouvellement	67	346 662 €
	R30 : renouvellement des foyers de plus de 30 ans	5	67 690 €
Signalisation Lumineuse		2	25 494 €
TOTAL		74	439 846 €

17. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 4EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 ≥ 40 k€ HT

La commission proposera au Bureau Syndical une quatrième tranche de travaux 2024, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

Programme Travaux	Commune / Localisation	Projet	Montant TTC des travaux
Extension / renouvellement (EP)	LE CASTELET (Saint-Aignan-de-Cramesnil)	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE STADE DE FOOTBALL EN E7	51 848 €
	DEMOUVILLE	RENOUVELLEMENT EN LEDS ZI DEMOUVILLE (ARMOIRES 14,19,20)	53 902 €
	GIBERVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE STADE DE FOOTBALL FRANÇOIS CLAUS	60 130 €
	THUE ET MUE (Bretteville l'Orgueilleuse)	RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE LA ZA CARDONVILLE + DECROISEMENT DE RESEAUX	60 283 €
	HERMANVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU STADE DE FOOTBALL	68 083 €
	MONDEVILLE	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE SPORTIF STADE JEAN TOCQUER E5 ET E7	70 537 €
	VILLERVILLE	CONFORTEMENT DE LA FALAISE	120 682 €
SOUS-TOTAL			485 465 €

Efficacité énergétique (DG)	BIEVILLE-BEUVILLE	PROGRAMME EFFICACITE ENERGITIQUE	64 818 €
SOUS-TOTAL			64 818 €
Renouvellement des foyers de plus de 30 ans (R30)	THUE ET MUE (Bretteville l'Orgueilleuse)	PROGRAMME R30 2024	56 552 €
	BERNIERES-SUR-MER	RENOUVELLEMENT LUMINAIRES PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	57 249 €
	ÉPRON	Programme renouvellement R30 TRANCHE 2024	58 920 €
	BENOUVILLE	PROGRAMME R30 2022/2023/2024	77 355 €
	CAIRON	PROGRAMME R30 2024	142 586 €
	MONDEVILLE	PROGRAMME R30 2024	283 064 €
SOUS-TOTAL			675 726 €
TOTAL			1 226 009 €

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la 4^{ème} tranche 2024 de travaux d'éclairage public \geq 40 000 € HT (Extension/renouvellement, Efficacité énergétique et Renouvellement des foyers de plus de 30 ans - programme R30), pour un montant de 1 226 009 € TTC ;
- de dire que la dépense sera imputée à l'article 2317 du Budget Principal - Travaux sur réseaux mis à disposition ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rattachant.

18. DTMO – TRAVAUX D'ECLAIRAGE PUBLIC REALISES PAR LA COLLECTIVITE SOUS MANDAT DU SDEC ENERGIE

Le Bureau Syndical devra se prononcer sur les conventions de Délégations Temporaires de Maîtrise d'Ouvrage (DTMO) suivantes, susceptibles d'être mises en œuvre pour des travaux d'éclairage public :

Commune	Cat .	Nature du projet	Réseau concerné par la DTMO	Coût global de l'opération HT	Montant HT devis SDEC ENERGIE	Proportion EP / Coût global du projet	Taux et montant de l'aide
BAYEUX	A	Rue des Billettes (Effacement des réseaux télécom et EP)	EP	28 171,90 €	21 391,64 €	76 %	20 % 4 278,33 €
CAUMONT-SUR-AURE	C	Place Saint-Clair à Caumont-L'Eventé	EP	1 152 401,00 €	93 827,96 €	8 %	30 % 28 148,39 €



Les projets de conventions sont joints en **annexe 8 p 149**.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- de décider de déléguer temporairement la maîtrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE, à Bayeux au titre des travaux d'aménagement de la rue des Billettes et à Caumont-sur-Aure au titre des travaux d'aménagement de la place Saint-Clair à Caumont-l'Eventé ;
- d'accepter l'aide proposée s'élevant à 20 % du coût des travaux HT, soit 4 278,33 € pour Bayeux, commune de catégorie A ;
- d'accepter l'aide proposée s'élevant à 30 % du coût des travaux HT, soit 28 148,39 € pour Caumont-sur-Aure, commune de catégorie C ;
- d'adopter les conventions correspondantes ;
- de dire que les dépenses réelles seront imputées à l'article 2317 du Budget Principal ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer lesdites conventions, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.



**PROCES-VERBAL DU BUREAU SYNDICAL
DU VENDREDI 19 AVRIL 2024**

L'an deux mille vingt-quatre le 19 avril à 10h30, le Bureau Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 12 avril 2024, s'est réuni, en séance publique, à Caen (salle Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE), sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Présents :

Madame BAREAU Anne-Marie, Monsieur BOUGAULT Rémi, Monsieur BOUJRAD Abderrahman, Monsieur CAPOËN Philippe, Monsieur CHÉRON Denis, Madame Catherine FLEURY, Monsieur GERMAIN Patrice, Madame GOURNEY-LECONTE Catherine, Monsieur GUÉGUÉNIAT Franck, Monsieur GUILLOUARD Jean-Luc, Monsieur GUIMBRETIERE Hervé, Monsieur HEURTIN Jean-Yves, Monsieur KANZA MIA DIYEKA Théophile, Monsieur LAGALLE Philippe, Monsieur LE FOLL Alain, Monsieur LEPAULMIER Jean, Monsieur MALOISEL Gilles, Monsieur MORIN Christophe, Monsieur POISSON Cédric, Monsieur RUON Vincent.

Absents ou excusés :

Monsieur BAIL Romain, Monsieur BENOIST Claude, Monsieur GIRARD Henri, Monsieur LECERF Marc, Monsieur POULAIN Gérard.

Autres excusés ayant donné pouvoir : –

Etaient également présents, Messieurs Alban RAFFRAY, Directeur Général des Services, Jérôme DANIEL, Directeur Général Adjoint Ressources et Concessions et Stéphane LEBARBIER, Directeur Général Adjoint Réseaux et Transition Énergétique.

Secrétaire de séance : Monsieur Patrice GERMAIN a été nommé secrétaire de séance.

Le Bureau Syndical étant composé de 25 membres, à l'ouverture de la séance, Madame la Présidente constate le quorum par la présence de 18 membres.

L'ordre du jour est conforme à la convocation :

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

- Approbation du procès-verbal du 22 mars 2024
- Compte-rendu des décisions de la Présidente
- Marchés publics
- Adhésions et transferts de la compétence « Eclairage public »
- Transferts de la compétence « IRVE »
- Actualités

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

- Recrutement de remplaçants d'agents absents
- Participation employeur à la protection sociale des agents du SDEC ÉNERGIE 2024

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

- Aides aux extensions pour activités économiques et ouvrages communaux, intercommunaux
- Aides aux extensions pour sites privés

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ÉNERGETIQUE

- Appel à projets - Programme de Rénovation des logements communaux à caractère social (RENOLOCO)

TRANSITION ÉNERGETIQUE

- Candidature au programme ACTEE +

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

- Programme de raccordement du réseau public d'électricité – 4ème tranche 2024
- Programme d'effacement coordonné des réseaux –2ème tranche 2024
- Programme FACE "intempérie" -"Tempête Ciaran" : tranche de travaux 2024



ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

- Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 3ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT
- Eclairage public et Signalisation Lumineuse –3ème Tranche de travaux 2024 ≥ 40 k€ HT
- DTMO – Travaux d'éclairage public réalisés par la collectivité sous mandat du SDEC ÉNERGIE
- Aide exceptionnelle : 80ème anniversaire du débarquement - Pose et dépose des kakémonos année 2024
- Convention bipartite relative à l'usage et l'utilisation du réseau d'éclairage public par la SAUR
- Accord de principe relatif aux demandes de subventions dans le cadre de l'appel à projet du programme LUM'ACTEE+ 2024

I - COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU 22 MARS 2024

Madame la Présidente soumet aux membres du Bureau Syndical le procès-verbal de la réunion du 22 mars 2024, qui leur a été transmis avec leur convocation.

Aucune observation n'ayant été formulée, le procès-verbal de la réunion du 22 mars 2024 est approuvé.

COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

Madame la Présidente rend compte des décisions qu'elle a prises, depuis le Bureau Syndical du 22 mars dernier, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, à savoir :

Objet			
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Barbeville, Cardonville, Cordey et Douville-en-Auge
		Niveau 2	Adhésion des communes de Cardonville, Cordey Graye-sur-Mer et Ver-sur-Mer
	Compétence Contribution à la Transition Énergétique : validation du financement du plan d'actions 2023 de Valdallière		
Convention de partenariat avec Biomasse Normandie pour l'animation Plan Métha Normandie (PMN) 2024-2026			
Mobilités bas carbone	Acquisition d'un véhicule électrique d'occasion- Aides financières – Communauté de communes Cœur de Nacre		
	Acquisition d'un cycle électrique - Aides financières – Trouville-sur Mer		

Le Bureau Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, publiées et mises en œuvre depuis la séance du Bureau Syndical du 22 mars 2024.

MARCHES PUBLICS

○ Consultation en cours

Objet	Type de procédure
Prestations de conseil juridique	Adaptée ≥ 40 000 € HT
Contrôle technique des réseaux neufs de distribution publique d'électricité	
Travaux souterrains sur les réseaux : électricité, éclairage, génie civil de communications et infrastructures de recharge pour véhicules électriques 2024 (relance procédure sans suite)	Procédure avec négociation
Réparation et entretien des véhicules du SDEC ÉNERGIE	Marché négocié sans publicité ni mise en concurrence

Le Bureau Syndical prend acte du lancement de ces consultations.

○ Résultats de consultations, ne nécessitant pas de délibération (Procédure d'appel d'offres)

Fourniture et mise en service de bornes de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables 2024-2025	Attributaires
Lot n° 1 : Bornes de 7 kva en AC avec un ou deux points de charge	SGA INEO NORMANDIE LODMI
Lot n° 2 : Bornes de 22 kva en AC avec deux points de charge	SGA DBT CEV ETOTEM
Lot n° 3 : Bornes de 20 à 30 kva en DC et 22 kva en AC	SGA ETOTEM DBT
Lot n° 4 : Bornes de 90 à 180 kva en DC avec deux points de charge et 22 kva en AC	SGA DBT CEV INGETEAM

Le Bureau Syndical prend acte de ces résultats.

○ Résultats de consultation, nécessitant délibérations – Procédures adaptées ≥ 40 000 € HT

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous OXYAD :

Objet	Attributaire
Travaux pour l'installation de panneaux photovoltaïques sur la salle polyvalente de Saint-Martin-de-Mailloc	CONFORTHERMIC

A une interrogation de Monsieur Patrice GERMAIN sur l'origine des matériaux, Monsieur Alban RAFFRAY précise qu'aujourd'hui ; les panneaux ou certains de leurs composants proviennent de Chine. Les critères environnementaux qui vont progressivement devenir obligatoires dans les marchés publics vont peut-être permettre d'infléchir ce constat.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- ACTE le rapport de la Présidente présenté en séance ;
- DECIDE d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise CONFORTHERMIC, pour un montant du DQE de 52 690 € HT ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant.
- CHARGE Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.

Arrivée de Monsieur Christophe MORIN.

○ Avenants nécessitant délibérations

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
INEO NORMANDIE	Travaux et maintenance EP / SL 2024 Lot 1 – Bayeux / Bessin / Bocage / Vire Noireau Lot 2 – Caen Ouest / Seullès Terre et Mer – Cœur de Nacre Lot 3 – Caen Sud – Orne et Odon – Suisse Normande	Avenant de transfert de marchés d'INEO NORMANDIE vers INEO INFRASTRUCTURES IDF NORMANDIE	Sans incidence financière
GARCZYNSKI TRAPLOIR FORLUX – CITEOS INGENIERIE NORMANDIE	Supervision, exploitation et maintenance d'un réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables	Avenant n°1 Prestations supplémentaires (pose de compteur MID) – ajout d'un prix au BPU (articles R2194-2 à R2194-4 CCP)	Avec incidence financière (+ 15.45%)
		Avenant n°2 Dispositions RGPD	Sans incidence financière

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- ACCEPTE, dans le cadre des lots n°1, 2 et 3 de l'accord-cadre « Travaux et maintenance EP SL 2024 », le transfert des marchés de la société INEO NORMANDIE vers la société INEO INFRASTRUCTURES IDF NORMANDIE ;
- ACCEPTE, dans le cadre du marché « Supervision, exploitation et maintenance d'un réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables » l'ajout d'une prestation supplémentaire au BPU ;
- ACCEPTE, dans le cadre du marché « Supervision, exploitation et maintenance d'un réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables » l'avenant incluant des dispositions RGPD ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer lesdits avenants, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

○ **Avenant ne nécessitant pas de délibération**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant
ELAIRGIE CAEN	Construction d'une chaufferie bois et d'un réseau technique de chaleur sur la commune d'Ouilly le Tesson Lot 2 - VRD / Réseaux / Chauffage / Electricité	Avenant n° 1 Travaux supplémentaires

Le Bureau Syndical prend acte de cet avenant.

○ **Sous-traitances 2024 :**

Dans le cadre de ses marchés, le SDEC ÉNERGIE a été saisi des demandes de sous-traitances suivantes :

➤ **Construction d'une chaufferie bois et d'un réseau technique de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson :**

Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
ELAIRGIE CAEN - CEGELEC	SICP	Fourniture et pose de calorifuge	1 000,00 €
	J2MB	Fourniture et pose de réseaux d'électricité	6 500,00 €

➤ **Travaux et maintenance EP / SL :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
1 - Bayeux - Bessin - Bocage - Vire Noireau	GAGNERAUD CONSTRUCTION + SATO + RESEAUX ENVIRONNEMENT	GB FORAGES DIRIGES	Forage dirigé - PORT EN BESSIN	3 420,00 €

➤ **Travaux souterrains 2022 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
3 - CC Isigny- Omaha Intercom	STURNO	OMEXOM	Etudes, pose bornes de recharges et aménagements périphériques : La Cambe- St Marcouf - Trévières	23 274,42 €
	STURNO + TEIM	GB FORAGES DIRIGES	Travaux de forage	10 000,00 €
		HARIVEL	Travaux divers de terrassement	10 000,00 €
		I.A.T.S.T	Travaux de forage dirigé	40 000,00 €
4 - CC Bayeux Intercom	STURNO + TEIM	Entreprise VIMONT TP	Travaux Génie civil et de maçonnerie	10 000,00 €
		GB FORAGES DIRIGES	Travaux de forage	10 000,00 €
		HARIVEL	Travaux divers de terrassement	10 000,00 €
6 - CC Cœur de Nacre	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM	I.A.T.S.T	Travaux de forage dirigé	40 000,00 €
		EIFFAGE ROUTE	Réfection de voiries	80 000,00 €
		BATI SERVICE SIGNALISATION	Réalisation de la signalisation horizontale et verticale. Pose de potelets de protections dans le cadre du déploiement d'installation de recharge pour véhicules électrique,	10 000,00 €
7 - CC Normandie Cabourg	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM	EIFFAGE ROUTE	Réfection de voiries	80 000,00 €
		BATI SERVICE SIGNALISATION	Réalisation de la signalisation horizontale et verticale. Pose de potelets de protections dans le cadre du déploiement d'installation de recharge pour véhicules électrique,	10 000,00 €
		Forages du Nord Ouest	Exécutions de 2 forages dirigés - CRESSEVEUILLE	5 000,00 €
15 - CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM	GB FORAGES DIRIGES	Travaux de forage - 2024	10 000,00 €
		GB FORAGES DIRIGES	Travaux de forage - 2023	10 000,00 €
		HARIVEL	Travaux divers de terrassement	10 000,00 €
		I.A.T.S.T	Travaux de forage dirigé	20 000,00 €
		Entreprise VIMONT TP	Travaux Génie civil et de maçonnerie	10 000,00 €

➤ **Travaux de raccordement 2022 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
1A - Bessin - Bocage	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT	Forages du Nord Ouest	Forages dirigés	50 000,00 €
		EIFFAGE ROUTE	Réfection de voiries	25 000,00 €
2A - Caen La Mer et ses environs - Suisse Normande et Pays de Falaise	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT	Forages du Nord Ouest	Forages dirigés	50 000,00 €
		EIFFAGE ROUTE	Réfection de voiries	15 000,00 €

Le Bureau Syndical prend acte de ces sous traitances.

ADHESIONS ET TRANSFERTS DE LA COMPETENCE « ECLAIRAGE PUBLIC »

Par délibérations respectives en date du 7 mars 2024 et du 25 mars 2024, la communauté de communes d'Isigny-Omaha Intercom et la commune de Blainville-sur-Orne ont validé le transfert de leur compétence « Eclairage Public ».

Cependant ces transferts de compétence ne peuvent s'opérer sans l'adhésion préalable de ces collectivités au syndicat.

En effet, pour rappel, la Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom créée le 1^{er} janvier 2017, est issue de la fusion des Communautés de communes d'Intercom Balleroy-Le Molay-Littry, d'Isigny-Grandcamp-Intercom et de Trévières.

A ce jour, le SDEC ÉNERGIE intervient en matière d'éclairage public sur le territoire de l'ancienne Communauté de communes Intercom Balleroy-Le Molay-Littry intégré à la Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom par représentation substitution, sans que cela ne nécessite l'adhésion au SDEC ÉNERGIE de ce nouvel EPCI

Pour ce qui concerne Blainville-sur-Orne, la commune n'est plus adhérente au syndicat – c'est la Communauté Urbaine de Caen la mer qui dispose de manière obligatoire de la compétence « Electricité » sur l'ensemble de son territoire et qui, par le mécanisme de représentation/substitution, est seule adhérente au syndicat. L'adhésion de la commune de Blainville-sur-Orne au SDEC ÉNERGIE, préalablement à la prise de compétence « Electricité » de la communauté urbaine ne peut être invoquée

Le transfert de la compétence « Eclairage public » nécessite donc une adhésion préalable de la commune.

Si les demandes sont bien confirmées par les collectivités, elles seront soumises à l'approbation du Comité Syndical du 20 juin prochain. Les collectivités membres du SDEC ÉNERGIE devront ensuite se prononcer dans un délai de 3 mois, à compter de la réception de la délibération du Syndicat.

Le Préfet pourra, une fois la majorité qualifiée requise obtenue, publier un arrêté actant définitivement ces adhésions et ces transferts de compétence.

Le rétroplanning suivant est présenté à l'écran :

Comité Syndical du 20 juin 2024	Validation de ces demandes
Fin août 2024	Notification aux collectivités membres
du 1 ^{er} septembre au 30 novembre 2024	Délibérations des collectivités adhérentes
Comité Syndical du 20 octobre 2024	Etat des délibérations reçues
Décembre 2024	Arrêtés Préfectoraux
1 ^{er} janvier 2025	Mise en œuvre

Le Bureau Syndical valide ces demandes d'adhésions et de transferts de compétence, qu'il décide de soumettre à l'approbation du Comité Syndical, le 20 juin prochain, sous réserve de la réception des délibérations des collectivités.

TRANSFERTS DE LA COMPETENCE « IRVE »

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1^{er} janvier 2017, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de se prononcer sur les demandes de transferts de compétence IRVE suivantes, enregistrées depuis le Bureau Syndical du 22 mars 2024 :

Collectivité	Valeur des patrimoines IRVE
SAINT-OUEN-DU-MESNIL-OGER	0 €
MANERBE	
LE BREUIL-EN-BESSIN	
MANNEVILLE-LA-PIPARD	

Ces nouveaux transferts portent le nombre total de transferts de la compétence « IRVE » à 217 (216 communes + la Communauté urbaine Caen la mer).

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- **ACCEPTE** le transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », visée à l'article 3.6 des statuts du SDEC ÉNERGIE, pour les communes de Le Breuil-en-Bessin, Manerbe, Manneville-la-Pipard et Saint-Ouen-du-Mesnil-Oger ;
- **DIT** que la valeur de l'actif à la date du transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », des communes de Le Breuil-en-Bessin, Manerbe, Manneville-la-Pipard et Saint-Ouen-du-Mesnil-Oger s'élève à 0 € ;
- **DECIDE** de mettre en œuvre ces transferts de compétences, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

ACTUALITES

➤ Normandie Énergies Tour 2024

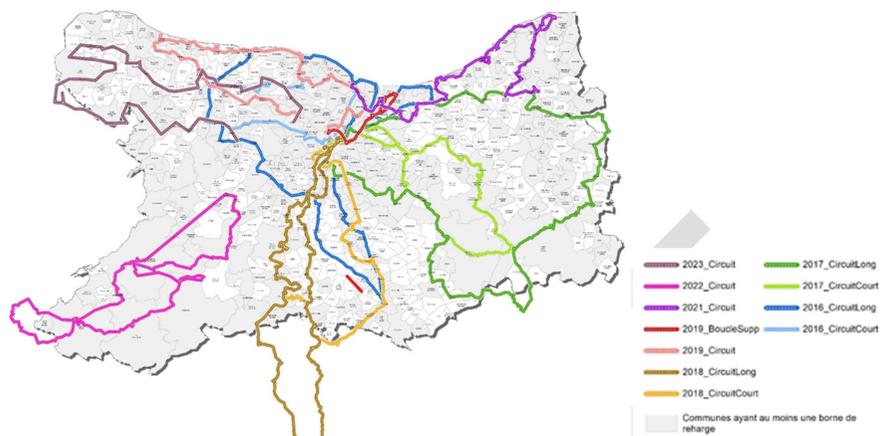
Au vu du succès des précédentes éditions, Madame la Présidente propose l'organisation de la 8^{ème} édition du Normandie Énergies Tour (NET) le samedi 21 septembre prochain.

Après le Rallye des Conquérants en 2016, puis le Rallye des Gourmands en 2017, le Rallye des Marins d'eau douce en 2018, le Rallye des Libérateurs en 2019, le Rallye Pommes et Crevettes en 2021, le Rallye des Bocains en 2022 et le Rallye Biche et crapauds l'an dernier, cette nouvelle édition, intitulée le Rallye de la liberté, conduira les équipages sur les routes du 80^{ème} anniversaire du Débarquement.

Le visuel de ce nouveau rallye est présenté à l'écran :



Les précédents circuits sont rappelés au Bureau Syndical :



Les premières inscriptions seront proposées début juin.

Madame la Présidente propose de faire évoluer les tarifs d'inscription au Normandie Energies Tour, restés inchangés depuis 2019, comme suit :

- Tarif unique pour tous (particuliers, collectivités, services publics, entreprises, associations, ...) de 70 € (60 € les années passées), comprenant l'engagement d'un véhicule et d'un équipage de 2 personnes, les pauses-café, le déjeuner buffet, le cocktail apéritif et les visites.
- Tarif passager supplémentaire de 35 € par personne (30 € les années passées) – Gratuit pour les enfants de moins de 12 ans.
- Trois tarifs d'offres de partenariats différents, suivant le niveau de participation à l'événement, à savoir :

		Partenaire	Partenaire OFFICIEL	Partenaire PREMIUM
Communication	Droit d'utilisation de la mention « Partenaire du Normandie Energies Tour 2023 »	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Mise à disposition des goodies recyclables du partenaire dans le « paquetage » des concurrents	-	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Logo sur tous les supports de communication : roadbook, arche, adhésifs des voitures engagées	-	-	<input checked="" type="checkbox"/>
Internet et réseaux sociaux	Sur normandie-energies-tour.fr : présence du logo et lien vers votre site internet sur la page partenaires	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Sur normandie-energies-tour.fr : texte de présentation de votre structure	-	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Événementiel	Annonce du partenariat sur les réseaux sociaux (Facebook et Twitter) du NET	-	-	<input checked="" type="checkbox"/>
	Invitations à la remise des prix et au cocktail du samedi soir	2	5	10
	Participation au Rallye comprenant l'engagement d'un équipage de 2 personnes et d'un véhicule bas carbone, pause-café, déjeuners, animations, remise des prix, cocktail Remise d'un prix aux vainqueurs au nom de la structure partenaire le samedi soir	-	1	2
Montant HT 2024		600 €	1 200 €	1 700 €
Montant 2019, 2021, 2022 et 2023		500 €	1 000 €	1 500 €

Madame la Présidente invite les élus du Bureau Syndical à s'inscrire pour partager ce moment convivial, sachant que des véhicules du SDEC ENERGIE peuvent leur être mis à disposition.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- APPROUVE l'organisation du 8ème Normandie Energies Tour en 2024, dans les conditions exposées ci-avant ;
- APPROUVE les tarifs d'inscriptions au Normandie Energies Tour 2024 ;
- APPROUVE les trois types de tarifs « partenaires » pour cette 8ème édition ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Arrivée de Monsieur Denis CHÉRON.

o **Journée du personnel 2024**

Madame la Présidente rappelle que la traditionnelle journée du personnel, annoncée dans l'échéancier 2024, est confirmée le vendredi 14 juin prochain, à la ferme de Billy, située sur la commune de Rots.

Monsieur Alban RAFFRAY présente le déroulé de cette journée :

- 8h00 : Départ en co-voiturage du SDEC ENERGIE
- 8h30 – 9h00 : Accueil café à la ferme de Billy
- 9h30 – 11h15 : Ateliers de travail avec les agents sur des thématiques qui seront ensuite traitées par le Comité social Territorial
- A partir de 11h00 : Arrivée des élus du Bureau Syndical
- 11h15 – 12h00 : Restitution des travaux devant les élus du Bureau Syndical
- 12h00 – 12h30 : Intervention de la Présidente et remise des médailles du travail
- 12h30 – 12h45 : Photo de groupe
- 12h45 – 14h30 : Déjeuner
- 14h30 – 16h30 : Olympiades

Les invitations seront transmises à l'issue de ce Bureau Syndical. Les élus seront invités à confirmer leur participation au plus tard le 3 juin 2024.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

o **Impact du développement des Réseaux de Chaleurs Urbains (RCU) sur les réseaux gaz – Constitution d'un groupe de travail Ad'Hoc**

La direction Transition Energétique a réalisé, à la demande de la commune de Villers-Bocage, avec Biomasse Normandie, une note pour étudier l'opportunité de réaliser un projet de réseau de chaleur urbain pour alimenter plusieurs équipements publics : le collège Simone Veil, plusieurs bâtiments communaux (dont le groupe scolaire), la piscine intercantonale, le gymnase intercommunal et l'EHPAD la Maison de Jeanne.

Ces bâtiments sont actuellement tous alimentés par le réseau de gaz (DSP de la concession historique). Avant d'aller plus avant et de lancer, des études complémentaires juridiques, techniques et économiques, Madame la Présidente propose qu'un groupe de travail ad hoc, constitués d'élus des commissions « Concessions Electricité et Gaz » et « Transition Energétique », mène une réflexion sur :

- les critères d'appréciation de l'impact du développement d'un RCU sur le territoire d'une concession gaz,
- la position du syndicat vis-à-vis des demandes des communes qui souhaitent un réseau de chaleur urbain (RCU) porté par le syndicat par transfert de compétence quand une concession gaz est existante sur le territoire.

Se sont portés volontaires :

- Pour la commission « Concessions Electricité et Gaz » : Messieurs Rémi BOUGAULT et Patrice GERMAIN
- Pour la commission « Transition Energétique » : Messieurs Marc LECERF, Gilles MALOISEL et Abderrahman BOUJRAD.

Les travaux de ce groupe de travail seront portés à connaissance du Bureau Syndical pour débattre du positionnement politique du Syndicat sur ce sujet.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication et valide la composition de ce groupe de travail.

o **Marchés de l'énergie : prises de position**

Madame la Présidente rappelle que le marché subséquent n°2, qui vise à acheter l'électricité et le gaz pour l'année 2025 pour l'ensemble des membres du groupement d'achat d'énergies, lancé le 20 février dernier, a permis l'attribution des différents lots comme suit :

Lot 1 - contrats < 36 kVA	Lot 2 - contrats >36 kVA	Lot 3 - Gaz
Total Energies	Octopus Energy	Total Energies

Chaque semaine, le service Efficacité énergétique et production EnR expose aux élus de la Commission d'Appel d'Offres les tendances du marché et soumet des propositions de tunnels de prix, pour autoriser les services à couvrir les besoins 2025 des membres du groupement.

Madame la Présidente présente les résultats des premières prises de position :

Lot 1 - contrats < 36 kVA	Lot 2 - contrats >36 kVA	Lot 3 - Gaz
Total Energies	Octopus Energy	Total Energies
Achat le 3 avril 2024 à 73,15 €/MWh pour 25 %	Achat le 3 avril 2024 à 73,20 €/MWh pour 25 %	Achat le 21 mars 2024 à 31,25 €/MWh pour 25 %
Prix 2024 : 161,87 €/MWh	Prix 2024 : 157 €/MWh	Prix 2024 : 49,38 €/MWh

A l'alerte exprimée par Monsieur Hervé GUIMBRETIERE relative aux problèmes de facturation rencontrés par les communes concernées par le marché attribué à Octopus Energy, Madame la Présidente propose qu'un courrier officiel du SDEC ÉNERGIE soit adressé au fournisseur.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication et valide cette proposition d'envoi de courrier à Octopus Energy.

o **Retour sur la rencontre annuelle avec les partenaires économiques**

Madame la Présidente confirme que les partenaires économiques du SDEC ÉNERGIE ont été invités à participer à la rencontre annuelle organisée dans l'enceinte du Château de Caen, ce jeudi 18 avril 2024.

Trois tables rondes ont été proposées de 9h à 12h30 :

1. Comment attirer les talents et répondre à nos besoins de recrutement ?
 - Présentation de l'école des travaux publics de Normandie.
 - L'école des réseaux pour la transition énergétique.
 - Les financements.
2. La trame noire ou comment modifier nos pratiques pour mieux respecter la diversité ?
 - Présentation du référentiel trame noire sur le territoire du SDEC ÉNERGIE.
 - Mise en œuvre par le Syndicat.
3. Comment la transition énergétique impacte nos métiers ?
 - Accompagnement du SDEC ENERGIEI proposé aux communes pour les aider à définir leurs zones d'accélération
 - Photovoltaïque et bois-énergie : le SDEC ÉNERGIE à la manœuvre.
 - Quelles retombées pour les entreprises ?

Les débats et échanges ont pu se poursuivre, en aparté, autour d'un cocktail déjeunatoire.

Pour clôturer la journée, une présentation et une visite du chantier de transformation du château en parc paysager ont été proposées dans l'après-midi.

En lien avec cette 2nde table ronde, Madame la Présidente propose à Monsieur Franck GUÉGUÉNIAT d'exposer les résultats de l'expérimentation menée sur la commune d'Epron, avec le dispositif « J'allume ma rue ».

Monsieur le Maire rappelle qu'un site internet permet aux usagers, via leur géolocalisation, de demander l'allumage de la rue dans laquelle ils se situent durant 5 mn.

Cette expérimentation a été menée sur 60% du territoire de la commune et permet une extinction de l'éclairage public entre 22h30 et 6h.

Cet allumage à la demande est aujourd'hui proposé sur une plus grande partie de la commune, sans avoir généré de remarque de la part des usagers. La plupart des personnes hostiles à l'expérimentation lors de sa présentation est aujourd'hui convaincue de l'intérêt du dispositif. A noter que seules 4 à 5 prises en main sur l'éclairage sont enregistrées par nuit.

La mairie est en possession de codes de sécurité permettant de relancer l'allumage complet de la commune en cas d'accident majeur.

Ce dispositif nécessite un faible investissement (200 € par module, soit pour la commune entre 2 000 et 3 000 €) permet de réaliser des économies substantielles, permettant de couvrir l'augmentation des coûts de l'énergie.

Cette expérimentation est reconnue au-delà des frontières de la commune.

Monsieur Franck GUÉGUÉNIAT réitère ses remerciements au SDEC ÉNERGIE pour son accompagnement.

Monsieur Alban RAFFRAY précise que cette réunion a rencontré un franc succès et qu'à l'exception d'une seule entreprise, contrainte par un évènement de dernière minute, toutes les entreprises travaillant avec le Syndicat ont répondu présentes.

Les principaux échanges ont porté sur la table ronde dédiée à la trame noire.

Monsieur Denis CHÉRON a salué la qualité des interventions et particulièrement celle de Madame Hélène CHAUVEAU, Directrice Transition Énergétique, en poste depuis à peine 4 mois, à l'occasion de la table ronde dédiée à la transition énergétique.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

o **Dotation FACÉ 2024 - Contrôle**

Madame la Présidente annonce que le contrôle du SDEC ÉNERGIE, réalisé par l'Etat, du 16 au 18 avril dernier, sur l'utilisation des dotations FACÉ, s'est bien déroulé. A noter que le Syndicat n'avait pas été contrôlé depuis 2019.

Monsieur Alban RAFFRAY précise que 12 chantiers réalisés entre 2020 et 2022 ont fait l'objet d'un contrôle à la fois sur la partie technique sur site mais également sur la partie administrative des dossiers :

- o La vérification de la cohérence entre les montants portés sur les factures et ceux déclarés sur les certificats de demande de paiement ;
- o La cohérence des longueurs entre les plans, les factures et le terrain ;
- o L'absence de ligne de facturation éclairage public ;
- o La confirmation du réel achèvement des travaux (réception de chantier, absence de reliquat, ...) et leur qualité de réalisation

Une restitution de l'auditeur est prévue ce 19 avril après-midi. Madame la Présidente reviendra vers le Bureau Syndical pour l'annonce des conclusions définitives.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1^{er} Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques, présente les travaux de la commission, réunie le 9 avril 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➤ **Ressources Humaines**

RECRUTEMENT DE REMPLAÇANTS D'AGENTS ABSENTS

Monsieur Philippe LAGALLE rappelle que par dérogation au principe énoncé à l'article L. 311-1 du code général de la fonction publique, les dispositions de l'article L. 332-13 du même code prévoient la possibilité de recruter des agents contractuels pour assurer le remplacement temporaire d'agents publics territoriaux (fonctionnaires et agents contractuels) sur emploi permanent :

- autorisés à exercer leurs fonctions à temps partiel ou
- indisponibles en raison ;
 - o a) d'un détachement de courte durée, d'une disponibilité de courte durée prononcée d'office, de droit ou sur demande pour raisons familiales, d'un détachement pour l'accomplissement d'un stage ou d'une période de scolarité préalable à la titularisation dans un corps ou un cadre d'emplois de fonctionnaires ou pour suivre un cycle de préparation à un concours donnant accès à un corps ou un cadre d'emplois,
 - o b) d'un congé régulièrement accordé en application du code général de la fonction publique ou de tout autre congé régulièrement octroyé en application des dispositions réglementaires applicables aux agents contractuels de la fonction publique territoriale.

Les besoins des services peuvent justifier le remplacement rapide de fonctionnaires territoriaux ou d'agents contractuels indisponibles.

La liste des motifs justifiant le recours au recrutement d'un agent contractuel en cas d'absence d'un fonctionnaire titulaire ou d'un agent contractuel au titre d'un congé régulièrement accordé en application du code général de la fonction publique a été adressée aux élus en annexe de la note de synthèse jointe à leur convocation.

Madame la Présidente propose aux membres du Bureau Syndical de l'autoriser à recruter des agents contractuels dans les conditions fixées par l'article L. 332-13 du code général de la fonction publique pour remplacer des fonctionnaires ou des agents contractuels momentanément indisponibles sur emploi permanent et éviter ainsi le recours aux contrats de mise à disposition (frais supplémentaires et profils inadéquats).

Elle sera chargée de la détermination des niveaux de recrutement et de rémunération des candidats retenus selon la nature des fonctions concernées, leur expérience professionnelle et leur profil.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- **AUTORISE** la Présidente à recruter des agents contractuels dans les conditions fixées par l'article L. 332-13 du code général de la fonction publique pour remplacer des fonctionnaires ou des agents contractuels momentanément indisponibles sur emploi permanent. Elle sera chargée de la détermination des niveaux de recrutement et de rémunération des candidats retenus selon la nature des fonctions concernées, leur expérience professionnelle et leur profil ;
- **DECIDE** d'inscrire les crédits correspondants au chapitre 012 du budget primitif 2024 ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

PARTICIPATION EMPLOYEUR A LA PROTECTION SOCIALE DES AGENTS DU SDEC ÉNERGIE 2024

Pour rappel, le décret n° 2011-1474 du 8 novembre 2011, relatif à la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics au financement de la protection sociale complémentaire de leurs agents, offre la possibilité pour les employeurs publics de verser une aide à leurs agents sur le risque santé et /ou prévoyance.

Afin de respecter pleinement les dispositions légales en vigueur et de renforcer la politique sociale du SDEC ÉNERGIE, le Bureau Syndical du 30 novembre 2012 a décidé d'accorder le versement mensuel d'une participation financière directement aux agents, en matière de prévoyance, à compter du 1^{er} janvier 2013.

Cette participation a été revalorisée par délibération du Bureau Syndical le 20 novembre 2020, pour la période 2021-2023, comme suit :

- 47 € pour un agent dont l'indice majoré est inférieur ou égal à 380 ;
- 41 € pour un agent dont l'indice majoré compris entre 381 et 600 ;
- 35 € pour un agent dont l'indice majoré est supérieur à 601.

Dans l'attente d'une nouvelle proposition du Comité Social Territorial, qui se réunira en juin, d'accompagnement du syndicat en matière de prévoyance et de santé, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de reconduire ces montants pour l'année 2024.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- **ACCEPTE** la reconduction, pour l'année 2024, de la participation du SDEC ÉNERGIE à la protection sociale des agents, établie à :
 - o 47 € pour un agent dont l'indice majoré est inférieur ou égal à 380 ;
 - o 41 € pour un agent dont l'indice majoré compris entre 381 et 600 ;
 - o 35 € pour un agent dont l'indice majoré est supérieur à 601.
- **DIT** que la dépense sera imputée à l'article 6478 du budget principal du SDEC ÉNERGIE,
- **AUTORISE** la Présidente à mettre en œuvre cette décision et à signer tout acte s'y rapportant.

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Vice-Président en charge du développement économique, présente les travaux de la commission, réunie le 4 avril 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

AIDES AUX EXTENSIONS POUR ACTIVITES ECONOMIQUES ET OUVRAGES COMMUNAUX, INTERCOMMUNAUX

La liste des dossiers, susceptibles de bénéficier d'aides aux travaux liés au développement du réseau, a été adressée aux élus du Bureau Syndical, préalablement à la réunion.

Pour les 7 projets concernés, d'un montant de 116 014,00 € HT, la participation du SDEC ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) s'élève à 82 786,02 € pour les extensions du réseau et à 11 705,42 € HT pour les renforcements du réseau :

TOTAL OUVRAGES COMMUNAUX ET ACTIVITES ECONOMIQUES						
7 PROJETS	Longueur en ml	Coût en € HT	FINANCEMENT EN € HT			
			EXTENSION			RENFORCEMENT
			SDEC ÉNERGIE	PCT	PETITIONNAIRE	SDEC ÉNERGIE
	1 168	116 014,00	36 380,42	46 405,60	4 538,40	11 705,42
			82 786,02			

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- **AUTORISE** la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour les 7 projets proposés pour un montant de 82 786,02 € HT pour les extensions du réseau et de 11 705,42 € HT pour le renforcement du réseau ;

- **DIT** que les participations des pétitionnaires seront imputées à l'article 13182 - Subventions Tiers - du Budget Principal ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

AIDES AUX EXTENSIONS POUR SITES PRIVÉS

Les demandes suivantes de soutiens financiers à l'extension du réseau électrique pour l'alimentation de lotissements privés réceptionnés par le SDEC ÉNERGIE (communes de catégorie C) sont présentées aux élus du Bureau Syndical comme suit :

COMMUNE	DESIGNATION DU PROJET	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION HT	FINANCEMENT EXTENSION HT		
				SDEC ÉNERGIE	PCT 40 %	COMMUNE
CAHAGNES	Alimentation d'un futur lotissement privé "LE CLOS DES LOGES" - 17 lots	25	4 754,15 €	1 901,66 €	1 901,66 €	950,83 €
GRAINVILLE-LANGANNERIE	Transformation d'un bâtiment existant en habitation répondant à des besoins liés à l'handicap	79	8 269,00 €	1 653,80 €	3 307,60 €	3 307,60 €
LE FRESNE-CAMILLY	Alimentation d'un lotissement privé "Rue du Bout Renard" - 11 lots	20	6 475,32 €	2 590,13 €	2 590,13 €	1 295,06 €
VAL D'ARRY (MISSY)	Alimentation d'un futur lotissement privé "Le Chardonnet" - 27 lots	170	19 216,04 €	7 686,42 €	7 686,42 €	3 843,21 €
TOTAL		294	38 714,51 €	13 832,00 €	15 485,80 €	9 396,70 €
				29 317,80 €		

Madame la Présidente soumet ces projets à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- **AUTORISE** la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour les 4 projets proposés pour un montant de 29 317,81 € pour les extensions du réseau (dont PCT), les projets relevant d'un site privé ;
- **DIT** que les participations des communes seront imputées à l'article 13182 - Subventions Tiers du Budget Principal ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ENERGETIQUE

M. Cédric POISSON, Vice-Président en charge des relations usagers et de la précarité énergétique, présente les travaux de la commission, réunie le 3 avril 2024 et qui nécessitent délibération du Bureau Syndical.

APPEL A PROJETS - PROGRAMME DE RENOVATION DES LOGEMENTS COMMUNAUX A CARACTERE SOCIAL

Monsieur Cédric POISSON rappelle que, dans le cadre du projet stratégique, le SDEC ÉNERGIE s'est fixé l'objectif d'accompagner les collectivités dans la rénovation des logements à caractère social.

L'objectif de l'appel à projet proposé est donc de favoriser la mise à disposition de logements performants, peu consommateurs d'énergie, à destination d'un public vulnérable, en apportant une aide financière aux communes du Calvados pour les travaux de rénovation énergétique de leurs logements à caractère social.

Conformément aux contributions et aides financières adoptées par le Comité Syndical du 28 mars 2024, le montant des aides octroyées est le suivant (dans la limite de l'enveloppe financière dédiée au dispositif) :

Pour les communes de catégories B et C
L'aide s'élève à 30% de la part restant à la charge de la commune, plafonnée à 5 000 €/logement.
Elle pourra être majorée pour des logements qui atteindront une performance énergétique Type BBC Rénovation.

Les collectivités candidates devront se conformer au règlement, comprenant notamment les conditions d'éligibilité des projets et les dépenses éligibles et dont les principaux points sont :

- Projet situé dans le Calvados qui concerne la rénovation d'un logement, ou d'un ensemble de logements, déjà existant, (ou transformation d'un bâtiment).
- Une maîtrise d'ouvrage communale, ou un bail à réhabilitation.
- Le logement (ou l'ensemble de logements) aura pour finalité de loger des ménages à revenus modestes et devra afficher des loyers modérés.
- Des exigences de performances énergétiques (atteindre à minima une classe énergétique finale D, avoir un audit énergétique conforme au cahier des charges de l'ADEME, définir un programme de travaux et avoir un plan de financement détaillé),
- Travaux conformes aux exigences des certificats d'économie d'énergie (CEE) en vigueur au moment du dépôt de la candidature.

La date de lancement de l'appel à projets est fixée fin avril 2024. Les candidatures devront parvenir au SDEC ÉNERGIE avant le 31 octobre 2024 en vue d'une annonce des résultats en décembre.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE du lancement de la première édition d'un appel à projets pour le financement de travaux de rénovation des logements communaux à caractère social pour l'année 2024 selon les modalités détaillées ci-avant ;
- ACTE que cet appel à projets est doté d'une enveloppe de 40 000 € au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;
- APPROUVE le règlement de l'appel à projets et notamment le montant des aides allouées ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 20422 du budget principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

TRANSITION ENERGETIQUE

En l'absence de Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Énergétique, Monsieur Alban RAFFRAY présente les travaux de la commission, réunie le 10 janvier 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

CANDIDATURE AU PROGRAMME ACTEE +

En juillet 2023 la FNCCR a lancé le programme ACTEE + financé par les certificats d'économie d'énergie.

Dans le cadre de ce programme, la FNCCR a lancé un appel à manifestation d'intérêt dont l'objectif premier est d'apporter un financement dédié aux coûts organisationnels liés aux actions d'efficacité énergétique des bâtiments des collectivités, pour les acteurs publics proposant une mutualisation des projets de territoire permettant de massifier les actions de réduction des consommations énergétiques des collectivités.

Il est attendu que les fonds attribués via ce programme génèrent des actions concrètes permettant la réduction de la consommation énergétique avant la fin du programme et la mise en place de plans de travaux.

Ce programme vise à financer les coûts organisationnels liés à la mutualisation des actions permettant de massifier la rénovation énergétique des bâtiments des collectivités. Il permet de financer des postes d'économie de flux, des audits et autres études énergétiques, des petits équipements ainsi que la maîtrise d'œuvre.

Le SDEC ÉNERGIE accompagne les collectivités pour améliorer l'efficacité énergétique de leurs bâtiments depuis plus de 10 ans.

Par ailleurs, la Communauté urbaine de Caen la mer, accompagne également les communes de son territoire dans ce domaine.

La candidature conjointe de la Communauté urbaine de Caen la mer et du SDEC ÉNERGIE permet de financer des dépenses engagées par le syndicat ou par les communes accompagnées dans le cadre des travaux de rénovation énergétiques de leurs bâtiments.

Le tableau suivant présente les dépenses pour lesquelles un financement est demandé à la FNCCR, dans le cadre de cette candidature :

	Dépenses pour lesquelles un financement est demandé à la FNCCR (coût global)	Subventions attendues
Lot 1 - poste d'économie de flux pour une période de 2 ans	100 000 €	65 000 €
Lot 2 - instrumentation	44 450 €	22 225 €
Lot 3 - 120 études énergétiques et 15 études relamping	675 000 €	337 500 €
Lot 4 - maîtrise d'œuvre	496 000 €	289 015 €
Lot 5 - 39 accompagnements - AMO et formation/sensibilisations	57 000 €	28 500 €
Total	1 372 450 €	742 240 €

Considérant l'engagement du SDEC ÉNERGIE et de la Communauté urbaine Caen la mer dans le programme ACTEE + Fonds Chêne, avec la Communauté urbaine Caen la mer comme coordinateur du groupement et le projet de convention définissant les modalités de suivi et de pilotage du projet, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical d'approuver le partenariat proposé.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- APPROUVE le dépôt d'une candidature au programme ACTEE + Fonds Chêne en groupement avec la Communauté Urbaine Caen la mer, celle-ci étant le porteur du groupement ;
- APPROUVE les modalités de partenariat avec la Communauté Urbaine Caen la mer, dans le cadre du programme ACTEE + Fonds Chêne ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et l'autorise à signer les conventions associées, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

En l'absence de Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, Monsieur Denis CHÉRON présente les travaux de la commission, réunie le 12 avril 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➤ Programmes de travaux – Tranches 2024

PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 4EME TRANCHE 2024

La commission propose au Bureau Syndical une quatrième tranche de travaux 2024, pour le raccordement du réseau public d'électricité concernant 16 projets, pour un montant de 257 830 € HT, dont 41 671 € HT de renforcement nécessaire à 2 projets et 216 159 € HT consacrés aux extensions.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion.

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE d'adopter la quatrième tranche de travaux 2024 de raccordement du réseau public d'électricité proposée (16 projets, pour un montant de 257 830 € HT) ;
- DIT que les dépenses d'investissement seront imputées aux articles 2315 et 4581923 – Travaux Electricité du Budget Principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

PROGRAMME D'EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX – 2EME TRANCHE 2024

La commission propose au Bureau Syndical une deuxième tranche de travaux 2024, pour l'effacement coordonné des réseaux concernant 33 projets, pour un montant de 5 623 206 € TTC.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion.

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE d'adopter la deuxième tranche de travaux 2024 d'effacement coordonné des réseaux (33 projets, pour un montant de 5 623 206 € TTC) ;
- DIT que les travaux correspondants relèvent du Programme travaux d'effacement de réseaux 2024 ;
- DIT qu'une partie de ces investissements relève des finalités du second PPI, en cours d'établissement : finalités A Renforcement réseau BT en zone rurale, B Sécurisation BT fils nus en zone rurale, C Sécurisation BT fils nus en zone urbaine et D Enfouissement de réseau BT autre que BT fils nus des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h ;
- DIT que les dépenses concernant les effacements de réseaux seront imputées au budget principal :
 - o pour les travaux Electricité – 2315,
 - o pour les travaux Eclairage Public – 2317 et dans le cadre d'opérations sous mandat –4581,
 - o pour les travaux de Génie Civil – 2315 et dans le cadre d'opérations sous mandat –4581
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

PROGRAMME FACÉ "INTEMPERIE" - "TEMPETE CIARAN" : TRANCHE DE TRAVAUX 2024

Le SDEC ÉNERGIE a élaboré en collaboration avec ENEDIS un programme spécifique « intempéries » constitué de 28 dossiers pour un montant de travaux de 2.1 M€. Le Syndicat dispose d'un délai de 2 ans pour réaliser les travaux qui bénéficieront d'une dotation d'1.5 M€.

La commission propose au Bureau Syndical une tranche 2024 de ce programme de travaux « intempéries » concernant la pose en aérien ou en souterrain de câbles basse tension pour 18 projets pour un montant de 912 750 € HT.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion.

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE d'adopter la tranche de travaux intempéries 2024 proposée (18 projets pour un montant de 912 750 € HT) ;
- DIT que les dépenses seront imputées à l'article 2315 du Budget principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

Monsieur Jean LEPAULMIER, Vice-Président en charge de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse, présente les travaux de la commission, réunie le 12 avril 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 3EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 < 40 k€ HT

Monsieur Jean LEPAULMIER présente au Bureau Syndical la liste des opérations engagées depuis le Bureau Syndical du 22 mars 2024, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 40 k€ HT (48k€ TTC).

	PROGRAMME TRAVAUX	NOMBRE DE PROJETS	MONTANT TTC
Eclairage Public	Extension / Renouvellement	87	252 004 €
	R30 : renouvellement des foyers de plus de 30 ans	17	282 731 €
	Fonds Vert	3	78 526 €
	Signalisation Lumineuse	3	7 860 €
	TOTAL	110	621 121 €

Le Bureau Syndical prend acte de ces opérations.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 3EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 ≥ 40 K€ HT

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical une troisième tranche de travaux 2024, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

Programme Travaux	Commune / Localisation	Projet	Montant TTC des travaux
Renouvellement des foyers de plus de 30 ans (R30)	LES MONTS D'AUNAY	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	52 800 €
	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN		76 934 €
	MOULT-CHICHEBOVILLE		77 760 €
	COURSEULLES-SUR-MER		111 400 €
	LION-SUR-MER		150 671 €
SOUS-TOTAL			469 565 €
Fonds Vert	AUTHIE	PROGRAMME FONDS VERT	62 072 €
SOUS-TOTAL			62 072 €
TOTAL			531 637 €

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- ADOPTE la troisième tranche 2024 de travaux d'éclairage public ≥ 40 000 € HT (Renouvellement des foyers de plus de 30 ans (programme R30) et Fonds Ver, pour un montant de 531 637€ TTC ;
- DIT que les dépenses seront imputées à l'article 2317 du Budget Principal – Travaux sur réseaux mis à disposition ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

DTMO – TRAVAUX D'ECLAIRAGE PUBLIC REALISES PAR LA COLLECTIVITE SOUS MANDAT DU SDEC ÉNERGIE

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de se prononcer sur la convention de Délégation Temporaire de Maîtrise d'Ouvrage (DTMO) suivante, susceptible d'être mises en œuvre pour des travaux d'éclairage public :

Commune	Cat.	Nature du projet	Réseau concerné par la DTMO	Coût global de l'opération TTC	Montant TTC du devis du réseau	Proportion EP / Coût global du projet
LANGRUNE SUR MER	B2	Aménagement de la place du 6 juin et du front de mer	EP	1 101 451,67 €	81 477 ,00 €	7,4 %

Le projet de convention a été joint en annexe de la note de synthèse jointe à la convocation des élus.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE que le SDEC ÉNERGIE cédera temporairement la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage public, à Langrune-sur-Mer au titre des travaux d'aménagement de la place du 6 juin et du front de mer ;
- ADOPTE la convention correspondante ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 4581 - Travaux sous mandat Eclairage du Budget Principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

AIDE EXCEPTIONNELLE : 80EME ANNIVERSAIRE DU DEBARQUEMENT - POSE ET DEPOSE DES KAKEMONOS ANNEE 2024

Pour rappel, dans le cadre du 75ème anniversaire du Débarquement et avec le soutien du SDEC ÉNERGIE (prise en charge du contrôle technique des mats concernés ainsi que les procédures de consignation/déconsignation et aide de 35% chaque année pendant 5 ans, aux communes, adhérentes au SDEC ÉNERGIE, le sollicitant pour la pose/dépose des kakemonos), des kakemonos ont été installés sur les mats d'éclairage pour former un chemin traversant les cinq plages du Débarquement, soit environ 80 km de côte.

Cet accompagnement initié en 2019 a pris fin en 2023.

A l'approche des commémorations du 80ème anniversaire du Département, le Syndicat est de nouveau sollicité par la commune de Longues-sur-Mer via le Comité du Débarquement pour la pose des kakémonos sur les mâts d'éclairage public.

Madame la Présidente propose d'accorder une nouvelle aide financière exceptionnelle aux communes ayant transféré leur compétence, à hauteur de 30 % pour cette année 2024 pour la pose et dépose des kakemonos, ainsi que d'assurer la consignation de l'armoire électrique sur demande de la collectivité.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- DECIDE d'accorder une aide de 30 % pour 2024 aux communes adhérentes au SDEC ÉNERGIE le sollicitant, pour la pose/dépose des kakémonos ;
- DECIDE de de prendre en charge les procédures de consignation/déconsignation ;
- DIT que cette aide sera appliquée pour l'année 2024 et sera imputable à l'article 2317 du budget principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

CONVENTION BIPARTITE RELATIVE A L'USAGE ET L'UTILISATION DU RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC PAR LA SAUR

Dans le cadre de la modernisation du service de distribution d'eau, le syndicat mixte de « l'Eau du bassin Caennais » souhaite procéder à la lecture automatique des compteurs d'eau en utilisant des compteurs communicants via un réseau hertzien LoRa et demande à pouvoir utiliser les mâts de stade de grande hauteur pour poser les concentrateurs de signal sur les points hauts des communes.



Le projet de convention type porte ainsi sur l'installation des concentrateurs sur les mâts de stade et leurs conditions d'utilisation et d'exploitation.

La SAUR s'engage à ne pas porter atteinte au bon fonctionnement du réseau d'éclairage, notamment, pendant la phase d'établissement des concentrateurs. Elle s'engage à faire respecter la présente convention notamment par les entreprises travaillant pour son compte.

La convention prendra effet à la date de signature de l'ensemble des parties. La date d'échéance correspond au terme du contrat d'affermage entre le syndicat mixte et la SAUR.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOpte la convention générale relative à l'usage et l'utilisation du réseau d'éclairage public pour l'établissement et l'exploitation de répéteurs sur support d'éclairage, afin de permettre la mise en place d'un système de télérelève de compteurs d'eau proposée ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

ACCORD DE PRINCIPE RELATIF AUX DEMANDES DE SUBVENTIONS DANS LE CADRE DE L'APPEL A PROJET DU PROGRAMME LUM'ACTEE+ 2024

Monsieur le Vice-Président rappelle que l'appel à projet LUM'ACTEE+ a pour objectif de lever l'ensemble des freins que les collectivités peuvent rencontrer en amont du passage en phase travaux de rénovation énergétique du parc d'éclairage public.

Le SDEC ÉNERGIE, éligible aux subventions du programme LUM'ACTEE +, est susceptible de déposer un ou plusieurs dossiers de demande de subvention au titre de ce programme, notamment pour :

- Les outils de suivi de type contrôleurs pour les armoires de commandes ou autres,
- Les études et travaux liés aux projets de rénovation énergétique des collectivités,
- Le coût interne de la maîtrise d'œuvre pour la réalisation du programme de travaux.

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de donner son accord de principe pour qu'elle puisse réaliser les demandes de subventions dans le cadre de l'appel à projet du programme LUM'ACTEE+ 2024.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *AUTORISE la Présidente à solliciter des demandes de subventions dans le cadre du programme LUM'ACTEE + au titre de la rénovation énergétique du parc d'éclairage extérieur des collectivités adhérentes à cette compétence ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*



L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée.

En l'absence d'observation, Madame la Présidente lève la séance à 11h45.

Le Secrétaire de séance,

La Présidente,

Patrice GERMAIN

Catherine GOURNEY-LECONTE



**MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

CONTRÔLE DE L'UTILISATION DES AIDES DU FACÉ

16 au 18 avril
2024

Synthèse du contrôle conduit avec le
concours du Syndicat départemental
d'Énergies du Calvados

SOMMAIRE

Synthèse du contrôle

2

ANNEXES

4

Affaires contrôlées

4

Objet : Opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ au Syndicat départemental d'Énergies du Tarn

Références documentaires :

- Code de l'énergie notamment l'article L.322-6
- Code général des collectivités territoriales
- Décret 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides à l'électrification rurale
- Arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret 2020-1561 du 10 décembre 2020
- Arrêté interministériel du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (arrêté technique). Une modification a été publiée le 26 avril 2002
- Norme NF C17-200 relative aux installations électriques extérieures
- Circulaire du 12 novembre 2007 relative aux règles générales de fonctionnement du FACÉ

SYNTHESE DU CONTROLE

La mission FACÉ a conduit une opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ au Syndicat départemental d'Énergies du Calvados. Ce contrôle vise à s'assurer, pour chaque opération choisie, de la cohérence entre les éléments portés sur les factures, ceux recueillis sur les plans de recolement et les constats faits sur le terrain. Ces opérations ont été effectuées sous le contrôle du directeur général des services du SDEC.

Les points principaux du contrôle portent notamment sur :

- La cohérence entre les montants des factures présentées et ceux déclarés sur les certificats de demande de paiement de l'aide FACÉ,
- La cohérence des longueurs et des caractéristiques des différents câbles HTA et BT posés et déposés (réseaux et branchements) entre les plans et les factures,
- La vérification du métrage de portion des principaux câbles HTA, BT à l'aide d'un odomètre,
- La vérification des caractéristiques des poteaux facturés (béton armé ou bois) en pose ou en dépose,
- L'absence de ligne de facturation liée à l'éclairage public,
- La valorisation des fils nus en cuivre déposés,
- L'existence des différents coffrets réseaux,
- Le réel achèvement de travaux (réception de fin de chantier ; absence de reliquat de chantier ou de l'ancien réseau ...).

Le contrôleur a rencontré pour cette mission, Monsieur Stéphane LEBARBIER, Directeur Général adjoint réseaux et transition énergétique du SDEC, Madame Sylvie DURAND, Directrice service concessions, Monsieur Yannick RODRIGUEZ, Directeur du département réseaux, Monsieur Frédéric LEROY, responsable réseaux électriques et Monsieur Christophe LEMOIGNE, adjoint du service réseaux électriques. Une réunion en visio le lendemain du déplacement a permis un échange avec Monsieur Alban RAFFRAY directeur général des services du SDEC.

Il reste 59km de fils nus à supprimer sur la partie rurale du département, soit 1% du réseau BT rural (à comparer avec les 8% de fils nus en zone urbaine). Toutefois il est possible que ce chiffre soit réduit lors de la fiabilisation des données par le concessionnaire. L'objectif du SDEC14 est d'éradiquer totalement les fils nus en 2026.

En ce qui concerne le traitement des fils nus déposés, le SDEC14 attribue cette tâche au prestataire, à charge pour lui de les valoriser. Dans le cadre du marché entre le syndicat et son prestataire, ce dernier doit faire un bilan annuel du traitement et/ou valorisation des déchets de chantier.

Le SDEC14 pose au maximum une quinzaine de kilomètre de câbles HTA par an.

Le SDEC14 constate un taux d'incident croissant sur les câbles à papier imprégné (torsadé) qui implique à terme des investissements pour les remplacer.

Il faut souligner les bonnes relations que le SDEC14 entretient avec ENEDIS depuis 2018. Depuis cette date, un contrat lie ces deux partenaires et inclut des engagements partagés. Le SDEC14 explique aussi ces bonnes relations par la séparation de l'aspect contrôle de concession assuré par un agent dédié et de l'aspect réalisation technique ; mais aussi par la fiabilisation des dates de coupure et/ou de mise en service via une convention avec ENEDIS. Une fiche pose/dépose est générée de façon automatique et conduit à la comparaison du montant des travaux avec la valorisation ENEDIS.

En ce qui concerne les relations du SDEC14 avec ses prestataires, la qualification ISO 9001 du syndicat lui donne la possibilité d'évaluer les entreprises via des indicateurs spécifiques (par exemple délai de réception). La qualité de travaux effectués dépend aussi de la disponibilité et du niveau de formation des personnels techniques des entreprises, mais aussi du syndicat lui-même. Par ailleurs, les résultats récents des appels d'offre lancé par le SDEC14 montrent une augmentation significative du prix de travaux ; ce fait serait aussi constaté par les autres AODE normandes.

Le contrôle a consisté en la vérification d'opérations soldées afin d'avoir une facturation complète. Celles-ci ont été choisies selon les critères suivants :

- La couverture de l'ensemble du territoire relevant de la compétence du syndicat ;
- Des opérations réalisées par différentes entreprises d'envergure locale et nationale ;
- Le balayage des années 2020 à 2022 et des différents sous-programmes budgétaires du compte d'affectation spéciale dédié au FACÉ ;
- Des opérations de montant significatif, mais pas nécessairement les plus onéreuses.

Compte tenu du temps imparti pour ces contrôles, la vérification du métrage du linéaire des câbles posés n'a été effectuée que sur certaines parties des différents chantiers investigués.

Le contrôleur a noté l'existence de bonnes pratiques.

Le contrôle des longueurs de tronçon par odomètre sur les sites n'a révélé aucune différence significative entre les valeurs des longueurs de câble portées sur les plans et la réalité du terrain pour l'ensemble des opérations.

La qualité des travaux effectués a été remarquée par le contrôleur.

Les coffrets réseaux, raccordement des émergences modulaires basse tension ou grille de fausse coupure, sont parfois repérés sur le terrain (repérage en plus de l'identification du coffret sur l'extérieur de la porte par poste et départ). Aucune norme et aucun texte ne l'impose, les pratiques et les usages sont différents selon les grandes régions. Les coffrets réseaux sont systématiquement repérés sur les plans de récolement selon un protocole standard. Le repérage extérieur sur la porte, à l'identique de l'appellation indiquée sur le plan de récolement, facilite l'identification de chaque coffret et contribue à l'efficacité en termes de sécurité et d'exploitation.

Le contrôleur a relevé des axes de progrès possibles.

- Remontée aéro-souterraine HTA à reprendre sur le site de LIVAROT, idéalement via une pointe de diamant.

- Coffret RMBT un peu trop haut à DANVOU LA FERRIERE (MONT D'AUNAY), incertitude sur leurs positionnements définitifs pour le lotissement de BALLEROY et la zone artisanale de FORMIGNY LA BATAILLE.
- Deux supports en béton armé non déposés à SAINT VAAST EN AUGÉ en raison de la pose de fibre optique sans concertation avec l'AODE (problème récurrent constaté à chaque contrôle).

La mission du financement de l'électrification rurale souhaite que le SDEC se positionne sur les propositions concernées ci-dessus. Une réponse à fin mai 2024 serait appréciée.

Monsieur BRUTÉ de RÉMUR tient à remercier Monsieur RAFFRAY, Monsieur LE BARBIER, Madame DURAND, Monsieur RODRIGUEZ, Monsieur LEROY et Monsieur LEMOIGNE pour leur accueil chaleureux et leur disponibilité malgré des contraintes liées à un séminaire programmé de longue date. Il remercie particulièrement Messieurs LEROY, RODRIGUEZ, et LEMOIGNE qui l'ont tour à tour accompagné sur l'ensemble des sites durant ces deux journées.

ANNEXES

Les affaires contrôlées

Tranche CE 2020 : Commune de TRACY SUR MER – Effacement des réseaux « Rue Philippe de Bourgoing »

Montant de l'opération : 102 996,09 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien en fil nus (longueur : 163,5 m) ;
- La dépose du réseau BT aérien en câble torsadé (longueur : 457 m) ;
- La dépose de 13 supports en béton armé et 5 supports bois ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble torsadé $3 \times 70^2 + 54,6^2$ (longueur : 3 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble souterrain $3 \times 95^2 + 50^2$ (longueur : 155,6 m) et $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 563,5 m) ;
- La pose de 9 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4×35^2 (longueur : 305 m) ; en câble 2×35^2 (longueur : 164,5 m) et en câble cuivre 2×35^2 (longueur : 41,3 m).

Tronçons contrôlés : RMBT B – C : 88 m ; C – D : 49 m ; D – I : 38 m ; I – G : 128,1 m

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche AE 2020 : Commune de BALLEROY SUR DROME – Extension et desserte d'un lotissement communal de 25 lots

Montant de l'opération : 66 563,75 € HT, comprenant :

- Le poste HTA/BT « POMPIER » existant est conservé sans modification ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble $3 \times 95^2 + 50^2$ (longueur : 100,2 m), $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 324,5 m) et $3 \times 240^2 + 95^2$ (longueur : 130,3 m).
- La pose de 9 coffrets RMBT
- La pose des branchements en câble 4×35^2 (longueur : 228 m).

Tronçons contrôlés : RMBT 2 – 3 : 38,6 m ; 3 – 4 : 40,5 m ; 4 – 5 : 59 m ; 5 – 8 : 91 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents - en tenant compte de l'incertitude sur les tracés terrain pour les 2 dernières mesures.

Tranche AE 2022 : Commune de FORMIGNY LA BATAILLE – Extension et desserte d'une Zone artisanale

Montant de l'opération : 97 821,43 € HT, comprenant :

- La pose du poste HTB/BT type H59 cabine 400Kva « COUTURE » ;
- La pose du réseau HTA souterrain en câble 3×95^2 (longueur : 593,3 m)
- La pose du réseau BT souterrain en câble $3 \times 240^2 + 115^2$ (longueur : 577,1 m)
- La reprise des branchements en câble 4×35^2 (longueur : 22,4 m).

Tronçons contrôlés : De la connexion sur la ligne HTA vers le poste « COUTURE » : 274 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Les coffrets sont mal positionnés par rapport à la chaussée. L'aplomb des coffrets RMBT devra être revu lors des travaux ultérieurs d'aménagement – incertitude à ce stade (cf photo)



Tranche CE 2021 : Commune de RANVILLE – Effacement réseaux (aménagement voirie)

Montant de l'opération : 229 567,30 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien en câble fils nus (longueur : 1999,45 m) et torsadé T70 (876,9 m);
- La dépose de 11 supports en béton armé et 1 supports bois;
- Le postes HTB/BT type PRCS « PARC LONGUEVAL » existant est conservé sans modification ;
- La pose du réseau BT souterrain en câble 3x150² + 70² (longueur : 672,20 m) ;
- La pose de 10 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4x35² (longueur : 453 m) et en câble 4x25² (longueur : 47 m).

Tronçons contrôlés : RMBT28 – 30 : 61,9 m ; AM – AK : 90,4 m ; AM - AQ : 86,4 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche AP 2018 : Commune de SAINT VAAST EN AUGÉ– Création « PRCS 100 Kva Lieu Roquet » (contrainte de tension indiquée par ENEDIS

Montant de l'opération : 166 203,95 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau de câble BT torsadé (longueur : 932 m) ;
- La dépose de 11 supports en béton armé et 6 supports bois ;
- La création du poste HTA/BT type PRCS 100 kVA « LIEU ROQUET » et armoire de coupure ;
- La pose du réseau HTA souterrain en câble 3x95² (longueur : 7,8 m) et 3x150² (longueur : 648,2 m)
- La pose de 2 supports en béton armé ;
- La pose du réseau BT souterrain en câble 3x95² + 50² (longueur : 55,9 m) et 3x150² + 70² (longueur : 465,4 m)
- La pose de 6 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4x35² Al (longueur : 26,10 m) et en câble 2x35² Cu (longueur : 56,2 m).

Tronçons contrôlés : Poste – RM2 : 24,8 m ; Poste – RM1 : 108,3 m ; RM1 – RM6 : 115,3 m ; AC1 – J3 : 77 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Deux supports en béton armé n'ont pas été déposés en raison de la pose de fibre optique sans concertation avec le SDEC (cf photo). Une réserve sur réception a été émise par l'AODE qui assure un suivi ultérieur du dossier jusqu'à la levée des réserves.



Tranche SN 2021 : Commune de HEULAND – Dépose de 1256 mètres de réseau fils nus

Montant partiel de l'opération : 120 012,70 € HT comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien fils nus en 4x12² et 4x29² (longueur : 5275,6 m) ;
- La dépose du réseau BT aérien torsadé T70 (longueur : 185,9 m) ;
- La dépose de 22 supports en béton armé et de 3 supports bois ;
- Les postes HTB/BT type PRCS 100 Kva « EGLISE », « LES FONTAINES » et 50 Kva « LE HAMEL » existants sont conservés sans modification ;
- La pose de 4 supports en béton armé ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble T70 (longueur : 214,8 m) ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble 3x150² + 70² (longueur : 1057,9 m) ;
- La pose de 11 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4x25² (longueur : 22,1 m) 4x35² Al (longueur : 97 m) et 4x35² Cu (longueur : 187,7 m).

Tronçons contrôlés : *Poste P2 – G : 59,2 m ; H – I : 167,4 m ;
Poste P1 – A : 9,6 m ; A – C : 79,8 m ; C – E : 114,3 m ; E – F : 29,7 m.*

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche SNR 2021 : Commune de LE PRÉ D'AUGE – Dépose de 479 mètres de réseau fils nus

Montant partiel de l'opération : 88 949,93 € HT comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien fils nus cuivre en 4x12² et 4x19² (longueur : 1402,8 m) ;
- La dépose du réseau BT aérien torsadé T70 (longueur : 152,25 m) ;
- La dépose de 9 supports en béton armé et de 6 supports bois ;
- La pose d'un réseau BT souterrain 3x150² + 70² (longueur : 607,7 m) ;
- La pose de 9 coffrets RMBT ;
- La reprise des branchements en câble 2x25² (longueur : 6 m), 4x25² (longueur : 10 m), 2x35² Al (longueur : 37,2 m), 4x35² Al (longueur : 236,8 m), 2x35² Cu (longueur : 30,3 m) ; 4x35² Cu (longueur : 51,1 m).

Tronçons contrôlés : RMBT B – C : 112 m ; C – D : 77,7 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche AP 2020 : Commune de LIVAROT PAYS D'AUGE « BELLOU » – Création « PRCS 100 Kva Les Marettes » (contrainte de tension réseau BT – donnée statistique AODE)

Montant de l'opération : 110 524,37 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien en câble T70 (longueur : 1031,1 m) ;
- La dépose de 10 supports en béton armé et de 4 supports bois ;
- La pose du poste HTA/BT de type PRCS 100 Kva « LES MARETTES » ;
- La pose du réseau HTA souterrain en câble 3x95² (longueur : 846,7 m)
- La pose du réseau BT souterrain en câble 3x150² + 70² (longueur : 438 m)
- La pose de 4 coffrets RMBT ;

Tronçons contrôlés : Poste « LES MARETTES » - RMBT A : 20,3 m ; Poste - RMBT D : 34 m
Poste – RAS H2 Ligne HTA : 812 m.

La remontée aéro-souterraine du câble HTA est à reprendre, idéalement par une pointe de diamant (cf photo).

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et le linéaire de tronçon mesuré d'autre part sont cohérents.



**Tranche SS 2020 : Commune de BELLE VIE EN AUGÉ « Saint Loup de Fribois » –
Dépose de 916 mètres de réseau BT, linéaire BT à poser en domaine public nécessitant
la création du « PRCS 100 Kva GENTEVILLE »**

Montant de l'opération : 146 177,19 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien fils nus cuivre en $4 \times 19^2 + 7^2$ (longueur : 3666,6 m) ;
- La dépose du réseau BT aérien torsadé (longueur : 284,55 m) ;
- La dépose de 17 supports en béton armé et 1 support bois ;
- La création du poste HTA/BT type PRCS 100 kVA « GENTEVILLE » ;
- La pose d'un réseau HTA souterrain en câble 3×95^2 (longueur 373,4 m)
- La pose de 5 supports en béton armé ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble $3 \times 95^2 + 50^2$ (longueur : 87,4 m) $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 687,3 m) ;
- La pose de 9 coffrets RMBT ;
- La reprise des branchements en câble 4×25^2 (longueur : 51 m), 4×35^2 Al (longueur : 78,4 m), 4×35^2 Cu (longueur : 159,2 m).

Tronçons contrôlés : Poste – RMBT M : 126,3 m ; M – N : 23,2 m ; Poste – Dériv. HTA (« HT1 ») : 352 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et le linéaire de tronçon mesuré d'autre part sont cohérents.

**Tranche AP 2021 : Commune de LA VILLETTE – Renforcement du réseau accompagné
d'un effacement GC et EP**

Montant de l'opération : 72 843,24 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien en câble torsadé (longueur : 521,5 m) ;
- La dépose de 8 supports en béton armé et 2 supports bois ;
- Le poste HTA/BT type H61 « GRAND HAMEL » existant est conservé sans modification ;
- La pose d'un support en béton armé ;

- La pose d'un réseau BT souterrain en câble $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 672,9 m) et $3 \times 95^2 + 50^2$ (longueur : 60,8 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble $3 \times 70^2 + 54^2$ (longueur : 12 m) ;
- La pose de 6 coffrets RMBT ;
- La reprise des branchements en câble 2×25^2 (longueur : 28 m), 4×25^2 (longueur : 26 m), 2×35^2 Al (longueur : 29,7 m), 4×35^2 Al (longueur : 137,9 m), 2×35^2 Cu (longueur : 16,8 m).

Tronçons contrôlés :

RMBT E – C : 125 m ; C – B : 88 m ; B – A : 94 m ; RMBT A – Poste « GRAND HAMEL » : 155 m.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche SF 2020 : Commune de TERRES DE DRUANCE – Dépose de 468 mètres de réseau BT fils nus

Montant de l'opération : 147 620,52 € HT, comprenant :

- La dépose du réseau BT aérien fils nus cuivre en 4×7^2 (longueur : 1977,4 m) ;
- La dépose de 7 supports en béton armé et un support bois ;
- Le poste HTA/BT type H61 « MARSANGLE » existant est conservé sans modification ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble $3 \times 70^2 + 54^2$ (longueur : 12 m) ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 390,2 m) ;
- La pose d'un support en béton armé ;
- La pose de 3 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4×35^2 (longueur : 65,4 m), 2×35^2 (longueur 51,4 m) et 2×25^2 (longueur 20 m).

Tronçons contrôlés :

SBA posé – RMBT A : 159 m + 11 m non mesuré à ajouter ; A – B' : 106 m ; B – C : 91 m ;

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Tranche AE 2021 : Commune de LES MONTS D'AUNAY– Alimentation d'un pylône de télécommunication

Montant de l'opération : 73 719,60 € HT, comprenant :

- La dépose du poste HTA/BT type H61 100 Kva « DANVOU FEERRIERE » ;
- La pose du poste HTA/BT type PSSA 160 KVA « EGLISE »
- La pose d'un réseau HTA souterrain en câble 3×95^2 (longueur : 145,5 m) ;

- La pose d'un réseau BT souterrain en câble $3 \times 150^2 + 70^2$ (longueur : 475,1 m) et $3 \times 240^2 + 95^2$ (longueur : 41,7 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble $3 \times 70^2 + 54^2$ (longueur : 48 m)
- La pose d'un coffret RMBT ;

Tronçons contrôlés : RAS HTA – Poste PSSA : 122 m ; RMBT A – RMBT ExiA : 191 m ; ExiA – position SIB A supprimé après effacement : 185 m extrapolé.

Remarque : une opération d'effacement réalisée ultérieurement a supprimé le coffret SIB A mentionné sur le plan de recolement.

Les longueurs de câbles portées entre les plans, reprises dans les factures d'une part et les linéaires de tronçons mesurés d'autre part sont cohérents.

Le coffret RMBT A situé à côté du pylône de télécommunication est positionné trop haut (cf photo). Un manque de remblai en est la principale explication.



SDEC ENERGIE	DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS du Comité Syndical du 20 juin 2024
-----------------	--

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
24EPI0241	ABLON	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	900,00	360,00	360,00	
23EPI0817	ARGENCES	PROGRAMME FOND VERT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	92 454,32	55 472,59	55 472,59	
24EPI0313	ARGENCES	PROGRAMME R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	9 565,11	5 739,07	5 739,07	
24EPI0243	ARROMANCHES-LES-BAINS	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	24 300,00	9 720,00	9 720,00	
24EPI0246	AUTHIE	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	6 000,00	2 400,00	2 400,00	
24SIL0017	BAYEUX	RENOUVELLEMENT DU SIGNAL PIETON CARREFOUR 19	SIGNALISATION LUMINEUSE	760,33	608,26	608,26	
22AME0087	BELLENGREVILLE	RUE LEONARD GILLES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	267 314,32	149 043,77	149 043,77	
24EPI0215	BENOUVILLE	PROGRAMME R30 2022/2023/2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	66 938,17	33 469,09	33 469,09	
24EPI0479	BENOUVILLE	RENOUVELLEMENT LUMINAIRE ROND POINT DU COMMANDANT KIEFFER - CREATION DEPART DE L'ARMOIRE18	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	12 708,99	6 354,50	6 354,50	
24EPI0380	BEUVILLERS	RENOUVELLEMENT LUMINAIRES ET PRISES GUIRLANDES ROUTE D'ORBEC SUITE AU PROGRAMME R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	18 909,70	13 236,79	13 236,79	
24EPI0402	BRETTEVILLE-SUR-ODON	DEPLACEMENT DU CANDELABRE 20.040	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 509,89	1 207,91	1 132,42	75,49
24EPI0087	BRETTEVILLE-SUR-ODON	EXTENSION AVENUE DE WOODBURY	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	8 933,98	7 147,18	6 700,49	446,70
24EPI0252	COLLEVILLE-MONTGOMERY	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 400,00	8 200,00	8 200,00	
19AME0151	CONDE-SUR-SEULLES	IMPASSE DES GRANDES BROUAISES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	59 565,05	29 782,53	29 782,53	
24EPI0226	ÉPRON	PROGRAMME RENOUELEMENT R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	49 100,00	19 640,00	19 640,00	
24EPI0257	GIBERVILLE	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	35 500,00	17 750,00	17 750,00	
23EPI0738	GIBERVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE STADE DE FOOTBALL FRANÇOIS CLAUS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	51 434,25	38 907,19	38 575,69	331,50
20AME0120	HOULGATE	RUE ARISTIDE RENAULT	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	183 559,15	69 109,11	69 109,11	
23EPI1078	LA CHAPELLE-YVON	ÉCLAIRAGE DU PARKING	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 461,27	3 122,89	3 122,89	
24EPI0261	LION-SUR-MER	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	67 980,88	40 019,97	40 019,97	
24EPI0477	LOUVIGNY	EXTENSION RUE DES ROSIERS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 684,00	1 263,00	1 263,00	
24EPI0310	MARTAINVILLE	POSE D'UN LAMPADAIRE PHOTOVOLTAIQUE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 282,44	1 597,71	1 597,71	
24EPI0481	MOULT	DEPLACEMENT MATS 09-008 / 09-007 SUITE AUX TRAVAUX D'AMENAGEMENT RUE REMBRANDT BUGATTI	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 938,79	2 204,09	2 204,09	
21AME0139	NORON-LA-POTERIE	RUE DES CLOS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	93 012,95	46 506,48	46 506,48	
21AME0163	NORON-LA-POTERIE	RUE AGY RUE DU LAVOIR	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	84 615,74	43 953,84	43 953,84	
18AME0143	OUISTREHAM	RUE DU PETIT BONHEUR	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	115 282,45	56 097,66	56 097,66	
23EXT0131	SAINT-GATIEN-DES-BOIS	BT GIROTIRERE - EXTENSION	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	3 380,48	676,10	676,10	
24EPI0281	VALORBIQUET	RENOUVELLEMENT FOYERS PROGRAMME R30 TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 603,00	641,20	641,20	
TOTAL				1 283 095,26	664 230,93	663 377,24	853,69



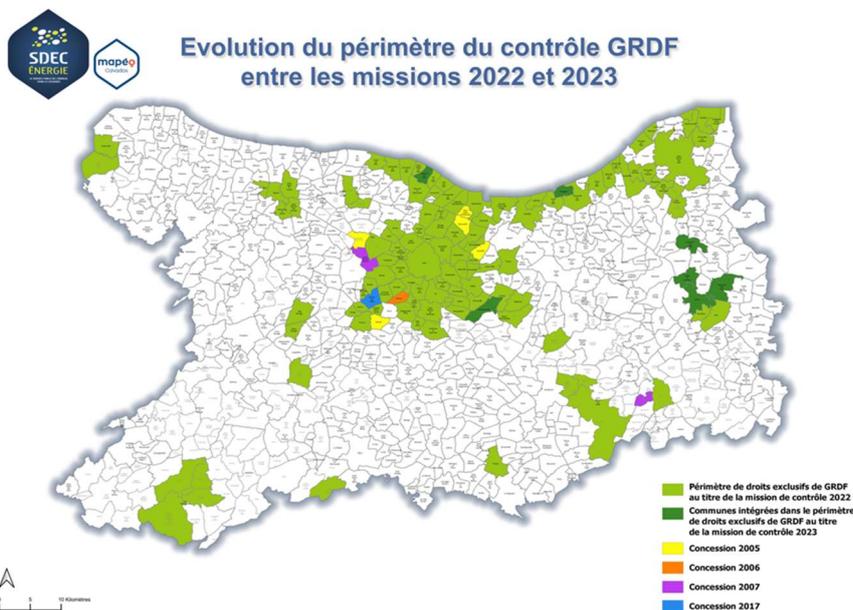
MISSION DE CONTROLE 2023 - GRDF
Données 2022
SYNTHÈSE

I. LES DONNÉES CHIFFRÉES À RETENIR

□ 8 conventions de concession :

Périmètre de droits exclusifs de GRDF					Périmètre des délégations de service public disposant d'un tarif d'accès au réseau péréqué (DSP)			DSP disposant d'un tarif d'accès au réseau non péréqué
Synthèse	Concession historique 1997	Convention de concession - commune de Hermival les Vaux	Convention de concession - commune de Langrune sur Mer	Convention de concession - commune de Le Breuil en Auge	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017
Date d'entrée en vigueur	15/12/1997	28/09/1998	24/01/1997	22/11/2000	22/09/2005	02/06/2006	26/10/2007	26/12/2017
Durée	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans
Terme	15/12/2027	28/09/2028	24/01/2027	22/11/2030	22/09/2035	22/06/2036	26/10/2037	26/12/2047

□ Un périmètre géographique qui évolue chaque année => 120 communes en 2023 (intégration pour l'exercice 2022 des communes de Bellengreville, Houlgate, Lisieux, Oully-le-Vicomte, Hermival les Vaux, Langrune sur Mer, Le Breuil en Auge).



Plusieurs indicateurs de l'activité de GRDF en 2022 font état d'un net ralentissement.

Celui-ci est lié à un changement des usages à la suite de l'entrée en vigueur de la RE 2020 et du décret tertiaire, aux conséquences de la politique de sobriété énergétique et aux conditions climatiques de 2022. Ces indicateurs devront faire l'objet d'un suivi au cours des prochains exercices.

Ce ralentissement va très certainement s'intensifier avec le développement des réseaux de chaleur classés, conformément aux dispositions des articles L 712-1 et suivants du code de l'énergie, sur le périmètre des concessions de distribution de gaz.



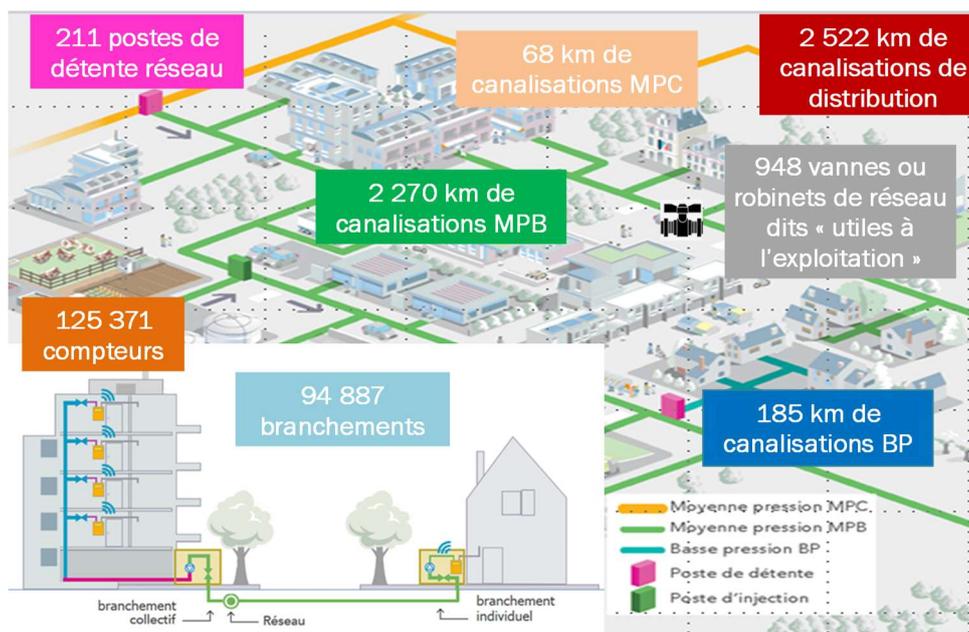
1. LES USAGERS

- ❑ **122 480 usagers en soutirage** (+ 8,2 %) à périmètre constant (+ 0,8 %, 114 137 usagers). **99% des usagers** appartiennent à la **concession historique**.
- ❑ **2 767 GWh acheminés** (- 6,8 %), à périmètre constant (- 14 %). Une baisse conséquente liée pour partie à un climat doux, à l'augmentation des prix et à la sobriété énergétique des consommateurs. **99 % du volume consommé** appartient à la **concession historique**.
- ❑ **Deux installations injectent du biogaz** dans les réseaux de distribution depuis 2020.
- ❑ **73 % des usagers en soutirage** sont des **usagers T2** qui consomment **44 % du volume acheminé**.
- ❑ **94 % des usagers** de l'ensemble des concessions **sont des usagers résidentiels**.
- ❑ Les usagers du secteur **industriel** absorbent **39 %** du volume acheminé, **37 %** du volume acheminé est destinés aux usagers du secteur **résidentiel**, les usagers du secteur **tertiaire** utilisent **23 %** du volume acheminé.
- ❑ **123 534 compteurs communicants**, le taux d'équipement atteint **98,5%**.

2. LES TRAVAUX

- ❑ **Forte diminution** du linéaire de **réseau mis en concession** (23 km, -24 % par rapport au linéaire de l'année précédente, -27 % en €).
- ❑ Le nombre de **branchements mis en concession décroît** de 37% (soit 685 branchements).
- ❑ Le **nombre d'études** de rentabilité réalisées se contracte **fortement**. Cette diminution de **45 %** est le signe d'une **poursuite de la désaffection** des usagers envers l'énergie gaz.
- ❑ Les dépenses de maintenance **progressent** (7%), notamment celles de maintenance préventive.
- ❑ **L'information du Concédant relative aux actions de maintenance et leurs résultats, reste à parfaire**.
- ❑ Les informations communiquées par GRDF en matière de maintenance font apparaître que ses programmes de maintenance des ouvrages **sont respectés sans action de maintenance inhabituelle**.

3. LES OUVRAGES





- ❑ Le réseau de distribution de gaz naturel est composé de 2 522 km de canalisations réparties par niveau de pression.¹
- ❑ Le linéaire de canalisations progresse de 8 % sur l'ensemble des concessions, cette évolution est liée à l'extension du périmètre de la concession historique. Le linéaire de réseau des autres concessions est en hausse de 1,4 %. Le linéaire de la concession 2007 n'a pas évolué en 2022. Le linéaire de la concession 2017 n'a pas évolué depuis 2020.
- ❑ Le réseau est composé majoritairement de canalisations en polyéthylène (68 %) et de canalisations de moyenne pression de type B (90%, 2 270 km).
- ❑ L'âge moyen des canalisations est de moins de 29,6 ans pour l'ensemble des concessions. Les pourcentages d'ouvrages dépassant leurs durées d'amortissement et leurs durées de vie technique sont à surveiller.
- ❑ Le taux de canalisations en classe de précision A est de 72% sur l'ensemble des communes en zone urbaine et 74% sur les autres communes.

4. LA QUALITÉ

- ❑ Le nombre d'appels sur la ligne Urgence Sécurité Gaz (3 507) augmente de 6 % par rapport à 2021. Le nombre d'incidents (pour dépannage et pour sécurité) enregistrés en 2022 sur les territoires des concessions (1 628) a augmenté de 2 % par rapport à 2021 (et baissé de 6 % à périmètre constant).
- ❑ À la maille du département, le Concessionnaire précise qu'il arrive sur les lieux de l'incident en moins de 60 minutes pour 99,5% de ses interventions pour motif de sécurité (c'est-à-dire hors dépannage).
- ❑ 1 incident majeur a eu lieu en 2022, comme en 2021 : fuite à la suite d'un dommage à un branchement lors de travaux de tiers à Caen. Le nombre d'incidents majeurs doit être surveillé.
- ❑ Le délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ENERGIE n'a pas été communiqué. Il diminue au périmètre du département (68 minutes).
- ❑ La principale nature des incidents constatés est : fuite de gaz sans incendie ni explosion. Le Concessionnaire doit agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (47% des causes) et pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (80% des sièges).
- ❑ Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et stables. Deux taux sont néanmoins à surveiller : celui concernant les linéaires de branchements et celui relatif aux canalisations BP.
- ❑ Toutes pressions confondues, on observe en moyenne 1,1 fuites pour 100 km de réseau. Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse sur les branchements individuels, les branchements particuliers et les branchements collectifs. Les taux de fuites augmentent sur les colonnes montantes et les colonnes d'immeubles. Il stagne sur les canalisations.
- ❑ Le taux de fuites sur les canalisations en basse pression est 11 fois plus élevé (BP : 7%) que sur celles en moyenne pression de type B (MPB : 0,6%). Le stock de canalisations en basse pression doit diminuer compte tenu de leur caractère incidentogène.

5. LA COMPTABILITÉ

- ❑ La valeur brute des ouvrages des concessions s'établit à 332 982 k€. Rapportée au nombre d'utilisateurs, la valeur d'actif des ouvrages concédés imputable à la desserte de chacun s'élève à 2 439 €.
- ❑ Les valeurs comptables des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions s'établissent à² :
 - La valeur brute des ouvrages concédés atteint 298 723 k€,
 - Les amortissements atteignent 133 673 k€ (dépréciation et industriels),
 - La valeur nette de ces ouvrages atteint 165 050 k€.

¹ Moyenne pression de type C (MPC) : entre 4 bar et 25 bar ; Moyenne pression de type B (MPB) : entre 400 mbar et 4 bar ; Basse pression (BP) : inférieure à 50 mbar.

² Données reportées dans les fichiers d'états de contrôle.

- ❑ Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur d'un peu moins de **45 %**.
- ❑ Sur l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissements sur les ouvrages concédés, en 2022, ont atteint **10 202 k€**.

II. NOS PRINCIPALES CONCLUSIONS

Les conclusions ci-dessous ne comportent qu'une partie des remarques des auditeurs³. Il est indispensable de se reporter au contenu des bilans de chaque partie de la mission de contrôle afin de prendre connaissance de l'exhaustivité des remarques de l'Autorité concédante :

I USAGERS		Plusieurs indicateurs sont satisfaisants : les indicateurs relatifs à la relève des compteurs, les taux de réalisation des prestations hors raccordement dans les délais, les délais de livraison des branchements secs réalisés sont bons. Par ailleurs le nombre de réclamations poursuit sa décrue.
		La durée moyenne de traitement des réclamations, le taux de réponse aux réclamations courantes fournisseurs dans les 15 jours et le taux de réponse aux réclamations courantes clients dans les 30 jours se dégradent
II TRAVAUX		<ul style="list-style-type: none"> - Le nombre de compteurs dépassant le délai de vérification a baissé à nouveau (10 %). - Pour la 1^{ère} fois à la maille des concessions, le Concessionnaire a communiqué la répartition par classe d'une partie des fuites détectées par RSF (2nd semestre 2022) et la répartition par criticité des anomalies détectées lors de la maintenance des postes de détente réseau.
		<ul style="list-style-type: none"> - Non-transmission d'un certain nombre de données : détail des montants par poste de maintenance curative et préventive, depuis la mission de contrôle 2018. - Le Concédant attend la communication d'un certain nombre d'indicateurs de réalisation et de résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés.
III OUVRAGES		<ul style="list-style-type: none"> - Age moyen des canalisations de réseau contenu, - Baisse de la proportion de branchements dits « fictifs ». - Diminution du linéaire de réseau en acier sans protection cathodique (à périmètre constant).
		<ul style="list-style-type: none"> - Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs ».
IV QUALITÉ		<ul style="list-style-type: none"> - Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et assez stables, à l'exception de ceux relatifs aux branchements et aux canalisations basse pression. - Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse pour les branchements individuels, les branchements particuliers et les branchements collectifs.
		<ul style="list-style-type: none"> - Le taux d'incidents sur canalisations BP est 7 fois supérieur à celui sur canalisations MPB et le taux de fuites des canalisations BP est 11 fois supérieur.
V COMPTABILITÉ		<ul style="list-style-type: none"> - L'augmentation des dépenses d'investissement d'adaptation et de modernisation du réseau.
		<ul style="list-style-type: none"> - La présentation des origines de financement doit être corrigée. - Le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci. - Les nombreuses limites à l'information transmise au titre des amortissements au Concédant doivent être levées. - L'information relative à la provision pour renouvellement doit être complétée. - L'information relative au droit du Concédant doit être clarifiée et complétée. - L'information financière reste lacunaire.

³ Sont exclus, l'ensemble des points en attente ou à surveiller lors de la prochaine mission de contrôle ainsi qu'une partie des points forts et des points faibles ou en attente récurrente.



Mission de contrôle 2023

Rapport GRDF

Données 2022

Préambule

Le SDEC ÉNERGIE, en sa qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution de Gaz (AODG)¹ a concédé à GRDF la distribution de gaz naturel sur une partie de son territoire. 8 conventions de concession relatives à cette mission de service public lient le SDEC ÉNERGIE² et GRDF³. Il s'agit des conventions suivantes :

- la convention de concession⁴ en date du 15 décembre 1997 ainsi que les 3 conventions de concession des communes de Langrune-sur-Mer, de Le Breuil en Auge et d'Hermival-les-Vaux dont les conventions n'ont pas été incorporées dans la convention syndicale. Ces conventions ressortent du monopole de la distribution de gaz naturel dont dispose GRDF sur une partie du territoire national⁵,
- les conventions de concession en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006 et du 26 octobre 2007⁶,
- la convention de concession en date du 26 décembre 2017.

Le tableau ci-dessous énumère ces différentes conventions de concession et indique leurs dates d'entrée en vigueur, leurs durées et leurs termes.

Synthèse	Périmètre de droits exclusifs de GRDF				Périmètre des délégations de service public disposant d'un tarif d'accès au réseau péréqué (DSP)			DSP disposant d'un tarif d'accès au réseau non péréqué
	Concession historique 1997	Convention de concession - commune de Hermival les Vaux	Convention de concession - commune de Langrune sur Mer	Convention de concession - commune de Le Breuil en Auge	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017
Date d'entrée en vigueur	15/12/1997	28/09/1998	24/01/1997	22/11/2000	22/09/2005	02/06/2006	26/10/2007	26/12/2017
Durée	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans
Terme	15/12/2027	28/09/2028	24/01/2027	22/11/2030	22/09/2035	22/06/2036	26/10/2037	26/12/2047

Au titre de ces conventions, les missions de GRDF sont notamment :

- d'exercer la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution de gaz naturel comprenant l'établissement et le financement des réseaux,
- de raccorder les consommateurs finals,
- de permettre un accès aux réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires,
- de conduire, d'exploiter, de maintenir et de renouveler les ouvrages,
- de réaliser le comptage du gaz acheminé pour tous les utilisateurs du réseau,
- de définir et mettre en œuvre des politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution,
- d'établir des relations contractuelles avec les autres opérateurs de réseaux de gaz naturel.

Conformément aux dispositions combinées de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) et des conventions susmentionnées, le SDEC ÉNERGIE contrôle le bon accomplissement de ces missions. Ce contrôle prend la forme d'une mission annuelle qui a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- à la qualité du service aux usagers => évolution du nombre d'usagers par catégories, du volume distribué, des réclamations, des taux de satisfaction...

¹ Une Autorité organisatrice de la distribution de gaz est le propriétaire des réseaux de distribution. Elle organise le service public local de l'énergie, elle négocie, conclue les conventions de concession et contrôle le concessionnaire.

² Aussi dénommé l'Autorité concédante ou le Concédant.

³ Aussi dénommé le Concessionnaire.

⁴ Aussi dénommée convention historique ou convention de concession syndicale.

⁵ Aussi dénommé Périmètre de droits exclusifs de GRDF. Il s'agit de l'ensemble des communes qui ont concédé à GRDF la distribution de gaz naturel sur leur territoire jusqu'en 2003. Les usagers de ces concessions bénéficient d'un tarif d'accès au réseau public de distribution de gaz péréqué. Sur ce périmètre, GRDF se succède à lui-même au terme des conventions de concession.

⁶ Les usagers de ces conventions conclues avant le 30 juin 2008 après une procédure de mise en concurrence de délégation de service public ou DSP, bénéficient du tarif péréqué d'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel, faute de cadre juridique fixé entre la loi du 7 décembre 2006 et l'arrêt du 15 juin 2008.

- aux travaux réalisés par le concessionnaire dans l'année => évolution par nature, en quantité et en valeur, des travaux réalisés et de la maintenance...
- à l'inventaire technique des ouvrages => évolution du patrimoine par nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge...
- à la qualité de fourniture et la sécurité => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz...
- à l'analyse comptable et financière => évolution des valeurs comptables et l'analyse des comptes d'exploitation.

Le présent rapport concerne la mission de contrôle menée par le SDEC ÉNERGIE en 2023 qui a eu pour objet de contrôler l'activité de GRDF en 2022. En introduction de ce rapport, sont présentés, le périmètre de la mission de contrôle, les faits marquants de l'exercice, le déroulement de la mission de contrôle, et quelques éléments de compréhension relatifs à la distribution de gaz naturel.



Le SDEC ÉNERGIE expose ensuite la conclusion la plus significative de l'exercice : le net ralentissement de l'activité de GRDF constaté dans tous les champs de la mission de contrôle (voir ci-après p.°9).

Le corps de ce rapport présente les données de la mission de contrôle en 5 parties :

1. Les usagers,
2. Les travaux,
3. Les ouvrages,
4. La qualité de fourniture et la sécurité,
5. L'analyse comptable et financière,

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle.

Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :



Les points forts



Les points en attente ou à surveiller



Les points non conformes ou en attente d'évolution depuis plusieurs exercices

Le périmètre de la mission de contrôle 2023 - Données 2022

La mission de contrôle 2023 a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur les communes suivantes :

1. Pour ce qui concerne les conventions du périmètre de droits exclusifs de GRDF⁷ :

Les communes d'Amfreville, Argences, Authie, Bayeux, Benerville-sur-Mer, Bernières-sur-Mer, Beuvillers, Biéville-Beuville, Blainville-sur-Orne, Blonville-sur-Mer, Blonville-sur-Touques, Bougy, Bourguébus, Bretteville-sur-Odon, Cabourg, Caen, Cagny, Cairon, Cambes-en-Plaine, Canapville, Carpiquet, Colleville Montgomery, Colombelles, Cormelles-le-Royal, Courseulles-sur-Mer, Cresserons, Cuverville, Démouville, Dives-sur-Mer, Douvres-la-Délivrande, Épron, Équemaucelle, Esquay-Notre-Dame, Éterville, Évrecy, Falaise, Feuguerolles-Bully, Fleury-sur-Orne, Fontaine-Étoupefour, Fontenay-le-Marmion, Frénoville, Gavrus, Giberville, Glos, Gonzeville-sur-Honfleur, Gonzeville-sur-Mer, Graye-sur-Mer, Grentheville, Hermanville-sur-Mer, Hermival-les-Vaux (convention communale), Hérouville-Saint-Clair, Hérouvillette, Honfleur, Iffs, Langrune-sur-Mer (convention communale), La Rivière-Saint-Sauveur, Le Breuil-en-Auge

⁷ C'est-à-dire la convention historique (1997) et les conventions de concession des communes dont les conventions n'ont pas été, à la date du début de la présente mission de contrôle, intégrées dans la convention syndicale.

(convention communale), Lion-sur-Mer, Louvigny, Luc-sur-Mer, Mathieu, May-sur-Orne, Merville Franceville Plage, Monceaux-en-Bessin, Mondeville, Mouen, Osmanville, Ouistreham, Périers sur le-Dan, Ranville, Rosel, Saint-André-sur-Orne, Saint-Arnoult, Saint-Aubin-sur-Mer, Saint-Contest, Saint-Gatien-des-Bois, Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, Saint-Martin-aux-Chartrains, Saint Martin de Fontenay, Saint-Martin-des-Entrées, Saint-Vigor-le-Grand, Sannerville, Soliers, Tourgéville, Tourville-sur-Odon, Troarn, Trouville-sur-Mer, Varaville, Vaucelles, Verson, Villers-Bocage, Villers-sur-Mer, Villerville, Villy-Bocage, Vimont,

et pour les communes nouvelles énumérées ci-dessous, la mission de contrôle a porté sur communes préexistantes à la fusion des communes suivantes :

Libellés des communes nouvelles	Libellés des communes préexistantes à la fusion de communes
Castine-en-Plaine	Hubert-Folie
Condé-en-Normandie	Condé-sur-Noireau
Creully sur Seulles	Creully
Isigny-sur-Mer	Isigny-sur-Mer
Les Monts d'Aunay	Aunay-sur-Odon
Livarot-Pays-d'Auge	Livarot
Mézidon Vallée d'Auge	Mézidon-Canon
Moult-Chicheboville	Moult
Pont-l'Évêque	Coudray-Rabut Pont-l'Évêque
Ponts sur Seulles	Lantheuil
Rots	Rots
Saint-Pierre-en-Auge	Hiéville
	L'Oudon
	Saint-Pierre-sur-Dives
Vire Normandie	Vire
	Roullours
	Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont
	Vaudry

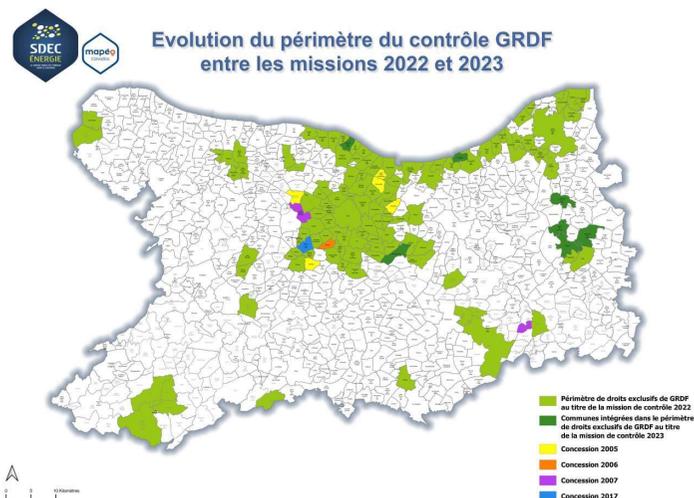
2. Pour ce qui concerne les conventions de concession en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006 et du 26 octobre 2007, la mission de contrôle a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur les communes suivantes :

Conventions	Communes
Convention du 22 septembre 2005	- Avenay - Bénouville - Escoville - Saint-Aubin-d'Arquenay - Pour la commune nouvelle de Thue et Mue, la commune préexistante à la fusion de Bretteville-l'Orgueilleuse
Convention du 2 juin 2006	Maltot
Convention du 26 octobre 2007	- Pour la commune nouvelle de Livarot-Pays-d'Auge, la commune préexistante à la fusion de Le Mesnil-Bacley - Saint-Manvieu-Norrey

3. Pour ce qui concerne la convention de concession en date du 26 décembre 2017, la mission de contrôle a porté sur les installations de distribution de gaz naturel implantées sur la Commune de Baron sur Odon.

La carte ci-dessous présente le périmètre de la mission de contrôle 2023 :

- En vert clair, apparaît le périmètre de droits exclusifs de GRDF au titre de la mission de contrôle 2022, et en vert plus foncé apparaît les communes intégrées dans ce périmètre au titre de la mission de contrôle 2023. On comptabilise, sur ce périmètre en 2023, 99 communes et 13 communes nouvelles, soit 112 communes,
 - En jaune, apparaît le périmètre de la concession de 2005 (5 communes),
 - En orange, apparaît le périmètre de la concession de 2006 (1 commune),
 - En violet, apparaît le périmètre de la concession 2007 (2 communes),
 - En bleu, apparaît le périmètre de la concession 2017 (1 commune).
- ⇒ Soit un total de 120 communes⁸.



Les faits marquants de 2022/2023

Sur le plan national :

1. L'année 2022 a été une année de forte tension sur les prix de gros du gaz. Dès le deuxième semestre 2021, les observateurs ont craint un manque d'approvisionnement européen en gaz, avec des niveaux de stockage faibles. Les prix de gros ont commencé à s'élever. Cette hausse s'est accélérée avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022. Progressivement les livraisons de gaz russe par gazoducs ont été stoppées, le gaz naturel liquéfié (GNL) a graduellement remplacé l'approvisionnement terrestre en gaz russe.

Sur la première moitié de l'année 2022, la faiblesse de l'offre, les craintes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, ainsi que les mesures de régulation prises dans la plupart des pays européens pour forcer le remplissage des stockages en vue de l'hiver 2022-2023, ont conduit à une très forte hausse des prix de gros, culminant fin août à des niveaux historiques.

Cette hausse a décéléré en fin d'année, les prix restant cependant à des niveaux élevés. Ce reflux est lié aux températures douces de la fin d'année et à la réaction des consommateurs aux prix élevés qui a permis de réduire la demande de gaz.

⁸ Dans ce total, la commune nouvelle de Livarot-Pays-d'Auge a été dénombrée pour une commune, alors que sa commune déléguée de Livarot est intégrée dans le périmètre de droits exclusifs de GRDF (concession syndicale) et que sa commune déléguée de Le Mesnil-Bacley est intégrée dans le périmètre de la Convention du 26 octobre 2007. La commune nouvelle de Thue et Mue est dénombrée deux fois car elle dispose de deux gestionnaires de réseau sur son territoire (GRDF et PRIMAGAZ).

2. Sur le marché de détail, la crise exceptionnelle des prix de gros a conduit le Gouvernement à geler les Tarifs Réglementés de Vente de gaz naturel (TRV) proposés par ENGIE à partir du 1^{er} novembre 2021 et ce jusqu'au 30 juin 2022⁹. L'article 181 de la loi de finances pour 2022 a entériné ce gel tarifaire à la fois pour les TRV de gaz d'ENGIE, mais aussi pour TRV proposés par les ELD¹⁰. Le gel tarifaire a été prolongé par l'adoption de la loi de finances rectificative pour 2022, jusqu'au 31 décembre 2022. Pour rappel, contrairement à l'électricité, la commercialisation du gaz aux TRV n'est pas partie intégrante de la concession de service public de distribution de gaz.
3. Le bilan de l'année 2022 communiqué par GRT gaz¹¹ évoque une consommation nationale de gaz en baisse de 9% par rapport à 2021, portée par un changement de comportement des consommateurs finals (en lien avec une sobriété énergétique et un effet prix) compensée partiellement par un soutien inédit du système gaz au système électrique et un climat doux¹².

La consommation des distributions publiques, neutralisée des effets climatiques, a diminué de 6,2 % par rapport à 2021. Cette réduction significative des consommations des distributions publiques serait liée notamment à la sobriété gazière¹³. La consommation des clients industriels décroît de 11,8 % par rapport à 2021.

Selon GRT gaz, 514 sites de méthanisation injectent dans les réseaux gaziers à fin 2022 (+ 149), dont 63 dans le réseau de GRTgaz (+ 17). Ces installations disposent d'une capacité annuelle de production de 9 TWh/an, + 2,5 TWh/an vs 2021. Les sites raccordés ont produit 7 TWh de gaz renouvelable, au-delà des objectifs PPE (cible 6 TWh en 2023). 16 TWh de projets d'unités de méthanisation seraient actuellement en développement.

4. Enfin, on rappellera qu'au 1^{er} janvier 2022, est entrée en vigueur la nouvelle "Réglementation Environnementale 2020" ou "RE 2020". L'un des objectifs de cette réglementation est de réduire l'impact carbone des projets neufs (construction ou extension). Le gaz naturel étant une énergie fossile non renouvelable ayant un impact direct sur le réchauffement climatique (émissions importantes de CO₂), le recours à cette énergie est désormais strictement encadré. Cette réglementation pourrait significativement réduire le développement des usages du gaz.

Sur le plan local,

1. L'exercice a été marqué par le transfert au SDEC ÉNERGIE de la compétence de distribution de gaz naturel de plusieurs communes desservies par GRDF¹⁴. En 2022, les communes de Vire-Normandie, Douvres-la-Délivrande, Bellengreville, Houlgate, Lisieux et Quilly-le-Vicomte ont transféré cette compétence au Syndicat¹⁵. En janvier 2023, 3 autres communes ont transféré cette compétence. Il s'agit des communes de Langrune-sur-Mer, de Le Breuil-en-Auge et d'Hermival-les-Vaux.

Le périmètre de la mission de contrôle 2023 a donc été élargi par rapport à la mission de contrôle de l'exercice précédent, à l'ensemble de ces communes, à l'exception des communes de Vire-Normandie et Douvres-la-Délivrande¹⁶. Le tableau ci-dessous retrace la situation contractuelle à fin 2021 des 7 communes concernées.

⁹ En application du décret du 23 octobre 2021.

¹⁰ Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) sont présentes dans les zones non desservies par les 2 principaux gestionnaires de réseaux de distribution.

¹¹ GRT Gaz est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

¹² 2022 est l'année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, affichant un écart avec 2021 de +1,58 °C en moyenne annuelle pondérée des consommations.

¹³ Cette sobriété est d'une part « imposée » par des prix de détail élevés malgré le bouclier tarifaire, et d'autre part « choisie » du fait d'une prise de conscience sociétale.

¹⁴ Il s'agit de communes alimentées en gaz naturel et disposant de conventions de concession de distribution de gaz conclues avant 2003 avec GRDF.

¹⁵ Par un avenant n°20 en date du 22 décembre 2022, ces communes ont été intégrées au périmètre de la convention de concession syndicale.

¹⁶ Ces communes ont été intégrées dans le périmètre de la mission de contrôle 2022 compte tenu de la date du transfert de leur compétence gaz au syndicat, antérieure au début de la mission de contrôle.

Synthèse des contrats à fin 2021 (GRDF)	Bellengreville	Houlgate	Lisleux	Ouilly-le-Vicomte	Hermival les Vaux	Langrune sur Mer	Le Breuil en Auge
Date d'entrée en vigueur du contrat communal	30/11/1998	26/01/2000	7/02/1997	7/12/1998	28/09/1998	24/01/1997	22/11/2000
Durée du contrat	30 ans	30 ans	31 ans	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2028	2030	2023	2028	2028	2027	2030
Nombre d'usagers	235	1 276	5 859	156	21	853	82
Quantité acheminée	17 GWh	27GWh	180 GWh	2 544 MWh	3 693 Mwh	11 GWh	2 759 MWh
Redevance R1	1 126 €	1 934 €	10 k€	729 €	654 €	1 551 €	795€
Patrimoine (Longueur totale des canalisations)	9,2 km	34 km	90 km	5 km	1,4 km	18 km	3,6 km

Au titre de la mission de contrôle 2023, les données techniques et financières de ces communes ont été agrégées à celles des communes de la convention de concession en date du 15 décembre 1997, toutes ces communes appartenant au périmètre de droits exclusifs de GRDF. Cette agrégation explique en partie les évolutions constatées entre les exercices 2021 et 2022.

Pour une meilleure compréhension des évolutions constatées entre les deux exercices, les données 2022 sont présentées en intégrant les données chiffrées de ces communes, et sans leurs données c'est-à-dire à iso périmètre 2021. Ce double regard permet ainsi de mesurer plus précisément l'évolution des données entre ces deux exercices.

- En 2022, les communes non desservies en gaz¹⁷ de Tracy-Bocage, Maisoncelles-Pelvey, Seulline, Val d'Arry, Landes sur Ajon, Sully, Maisons et Etréham ont transféré leur compétence en matière de distribution gaz naturel au SDEC ÉNERGIE dans le cadre de la réalisation d'installations d'injection sur les communes de Landes sur Ajon, Seulline et Etréham. Trois conventions ont été conclues en 2023, entre le Syndicat et GRDF, afin d'autoriser le rattachement des ouvrages qui permettront le raccordement de ces installations au réseau de la concession historique. Ces ouvrages seront réalisés sur le territoire des communes de Tracy-Bocage, Maisoncelles-Pelvey, Seulline, Val d'Arry, Landes sur Ajon, Sully, Maisons et Etréham (conventions en date du 5 avril 2023 et du 5 juillet 2023).
- Le SDEC ÉNERGIE a rendu trois avis relatifs à la révision des zonages de raccordement biométhane de Caen-Bayeux, Livarot et Argentan en 2022. La révision de ces trois zonages a été approuvée par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) par délibération le 22 novembre 2022.
- Il est à noter qu'en 2023, le SDEC ÉNERGIE et GRDF ont conclu un protocole d'accord relatif aux négociations pour le renouvellement de la convention de concession en date du 15 décembre 1997 qui arrivera à son terme le 15 décembre 2027.

Le déroulement de la mission de contrôle

Selon un processus identique à celui des années précédentes, la mission de contrôle 2023 s'est déroulée comme suit :

Étapes	Description
6 décembre 2022	Le SDEC ÉNERGIE communique à GRDF le périmètre géographique de la mission de contrôle 2023.
29 décembre 2022	Le Syndicat transmet à GRDF la liste de données à fournir au plus tard 1 ^{er} juin 2023 ainsi que la proposition de planning de la mission.
5 janvier 2022	GRDF valide le planning de la mission de contrôle 2023
1 ^{er} juin 2022	GRDF met à disposition via sa plateforme de données (portail collectivités) les 8 Comptes - Rendus d'Activité de l'année 2022 (CRAC) correspondants aux différentes conventions de concession. GRDF communique en outre 16 fichiers construits en région et 127 fichiers téléchargeables sur la plateforme de données.
2 juin 2023	Les agents de GRDF présente l'activité de l'année 2022
6 juin 2023	Les agents du SDEC ÉNERGIE communique bilan des données reçues.
1 ^{er} septembre 2023	Le SDEC ÉNERGIE adresse une liste de questions à la suite de l'analyse des données communiquées par le Concessionnaire
29 septembre 2023 et 6 octobre 2023	GRDF communique les réponses attendues en deux temps.
6 octobre 2023	Le SDEC ÉNERGIE attire l'attention de GRDF sur le fait que pour le Syndicat, plusieurs indicateurs font apparaître un net ralentissement de son activité et souhaite échanger spécifiquement sur cette question (voir ci-après p° 9).
9 au 11 octobre 2023	Audit dans les locaux de GRDF : certaines réponses non communiquées précédemment sont apportées en séance (notamment concernant la partie comptable).
2 novembre 2023	Le Concédant communique à GRDF ses questions complémentaires à la suite de cette semaine d'échanges.
22 décembre 2023	GRDF apporte les réponses à ces questions.



La distribution de gaz naturel : quelques éléments de compréhension

L'activité de distribution de gaz naturel est une mission de service public qui fait l'objet d'une législation et d'une organisation particulières. Elle repose sur les principes suivants :

- Les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) détenant la compétence d'Autorité Organisatrice de la Distribution de Gaz sont propriétaires des réseaux de distribution.
- La gestion de ces réseaux est obligatoirement concédée, dans les zones de desserte historique (périmètre de droits exclusifs), à un opérateur désigné par la loi : GRDF.
- Hors des zones de desserte historique de GRDF, les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) peuvent choisir l'opérateur qui sera chargé de mener à bien cette mission de service public au terme d'une procédure de mise en concurrence.
- Les collectivités territoriales ou leurs groupements (tel que le SDEC ÉNERGIE) sont chargés en qualité d'Autorité concédante de négocier, de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement de cette mission par les Concessionnaires.
- Depuis l'ouverture totale à la concurrence du marché de fourniture du gaz naturel le 1^{er} juillet 2007, tous les usagers peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie. Conséquence de cette ouverture des fournisseurs non historiques, dits « alternatifs », sont entrés sur le marché et les usagers ont pu choisir entre deux types d'offres jusqu'en 2019 :

- Les offres de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs,
- Les tarifs réglementés de vente (TRV). Ce type d'offres est entrée en extinction en 2019 et son terme est intervenu le 1^{er} juillet 2023.

Lorsqu'il souscrit une offre de gaz naturel, un usager rétribue (en dehors des taxes qui s'attachent à cette activité), les deux éléments suivants :

- La fourniture de gaz. Cette somme rémunère le fournisseur.
 - Les frais liés à l'acheminement du gaz naturel jusqu'à son domicile. Cette part rémunère le transporteur et le distributeur de gaz.
- Les tarifs d'acheminement du gaz sont déterminés par les pouvoirs publics (CRE- Commission de régulation de l'énergie et ministère chargé de l'énergie) et rémunère GRDF. Ils sont au nombre de deux, il s'agit de :
- L'ATRD pour tarif D'Accès des Tiers au Réseau de Distribution de gaz naturel pour les réseaux de distribution,
 - et de l'ATRT pour le tarif d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport pour les réseaux de transport.

L'ATRD est fixé pour 4 ans et évolue au 1^{er} juillet de chaque année selon des règles prédéfinies par la CRE. Le montant de l'ATRD varie en fonction des volumes annuels consommés par les usagers. 4 options tarifaires ont ainsi été définies. Ces options tarifaires sont les suivantes :

- L'option tarifaire T1 est destinée aux usagers qui consomment moins de 4 000 kWh par an (à partir du 1^{er} juillet 2022, 6 000 kWh par an antérieurement) pour des usages tels que la cuisson et l'eau chaude.
- L'option tarifaire T2 est destinée aux usagers qui consomment entre 4 000 et 300 000 kWh de gaz naturel par an. Dans ce cas, la consommation de l'usager est essentiellement destinée à se chauffer individuellement ou pour du petit habitat collectif.
- L'option tarifaire T3 est destinée aux usagers qui consomment plus de 300 000 kWh de gaz naturel et moins de 5 000 000 de kWh de gaz naturel par an. Dans ce cas, la consommation de l'usager est essentiellement destinée à chauffer de l'habitat collectif plus important.
- L'option tarifaire T4 est proposée aux usagers qui consomment plus de 5 000 000 de kWh de gaz naturel par an et s'adresse principalement aux industriels.

Net ralentissement de l'activité de GRDF en 2022



Plusieurs indicateurs font état d'un net ralentissement de l'activité de GRDF. Ces indicateurs sont les suivants¹⁸ :

Indicateurs	Evolution
Nombre d'études de B/I	Le nombre d'études de B/I est en diminution de 27 % en 2021 et de 45 % en 2022.
Nombre d'usagers	Le nombre d'usagers évolue en moyenne entre 1,2 % et 1,4 % par an. En 2022, le nombre d'usagers n'a évolué que de 0,8 %.
Nombre de 1 ^{ère} mises en service	Le nombre de 1 ^{ère} mises en service se restreint de 36 % entre 2021 et 2022, il est inférieur au niveau des années 2019 et 2020.
Nombre de branchements réalisés sans extension (branchements secs)	Le nombre de branchements réalisés décroît de 70 % entre 2021 et 2022. Il est inférieur au niveau des exercices 2018/2019/2020.
Niveau des recettes d'acheminement	Le montant des recettes d'acheminement diminue de 10 % à périmètre constant. Ce résultat est lié à l'évolution limitée du nombre d'usagers et des volumes acheminés.
Nombre et les valeurs de prestations réalisées	Le nombre de prestations annexes réalisées et leurs valeurs décroissent respectivement de 0,5 % et de 5 % en 2022.
Linéaire de canalisations de 1 ^{er} établissement mis en concession	17 km de conduites de 1 ^{er} établissement ont été mises en concession en 2022, en diminution de 32 % par rapport à 2021 (26 km).
Dépenses d'investissement des canalisations de 1 ^{er} établissement mis en concession	2 247 k€ d'investissements ont été mis en concession en 2022 pour les conduites de 1 ^{er} établissement, en diminution de 34 % par rapport à 2021 (3 422 k€).
Nombre de branchements mis en concession	- 208 branchements ont été créés en densification en 2022, en diminution de 50 % par rapport à 2021 (420 branchements), c'est l'évolution enregistrée la plus basse depuis 2016. - 394 branchements ont été créés en extension en 2022, en diminution de 60 % par rapport à 2021 (981 branchements) : c'est l'évolution la plus basse jamais enregistrée.
Montant des investissements de GRDF finalité « raccordement »	Les dépenses de raccordement en flux se contractent de 36 % pour revenir à un montant inférieur aux exercices 2018 et 2019.

Lors des échanges intervenus :

- GRDF a précisé qu'il constate une baisse des conquêtes et une augmentation des abondons des usages du gaz au profit d'autres énergies : chauffage électrique, cuisson, réseau de chaleur... sur l'ensemble de la région Normandie.
- GRDF a indiqué que face aux baisses de mises en concession, le Concessionnaire mettait en œuvre principalement des actions de conversion fuel/gaz, de promotion de l'hybridation des solutions, de fidélisation et décarbonation de ses clients étant donné que la nouvelle réglementation 2020 n'est pas en faveur du gaz.
- GRDF a complété son propos en indiquant qu'il travaille « au développement des gaz verts... qui devrait conduire à des mises en service en concessions dans les prochaines années sur le territoire de la concession ».

Au vu des réponses apportées, l'existence d'un net ralentissement de l'activité du concessionnaire en 2022 est avéré. Celui-ci semble lié à un changement des usages à la suite de l'entrée en vigueur de la RE 2020 et du décret tertiaire¹⁹, aux conséquences de la politique de sobriété énergétique, et aux conditions climatiques de 2022. Il n'est pas possible de mesurer précisément les effets des actions mises en œuvre par GRDF afin de limiter la baisse des mises en concession.

¹⁸ Tous les indicateurs 2022 ci-après sont construits à la maille de l'ensemble des concessions et à périmètre constant 2021.

¹⁹ Le Décret du 23 juillet 2019 impose une réduction des consommations énergétiques progressive pour les bâtiments tertiaires. Cette nouvelle réglementation vise à économiser 60% d'énergie finale dans ces bâtiments à l'horizon 2050

Ces indicateurs devront donc faire l'objet d'un suivi précis à l'avenir.

Il est à noter que ce ralentissement pourrait en outre s'accélérer avec le développement des réseaux de chaleur classés, conformément aux dispositions des articles L 712-1 et suivants du code de l'énergie.

Dans le cadre de la mission de contrôle 2022, le SDEC ÉNERGIE a souhaité interroger GRDF sur les conséquences de la création et du développement des réseaux de chaleur sur le territoire de la Communauté urbaine Caen-la-Mer à court, moyen et long terme.

En effet, la CRE dans son récent rapport « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone » indique spécifiquement : « Pour optimiser le réseau de distribution nécessaire à terme, il pourrait être pertinent de mener dès à présent un exercice de coordination locale, en priorité dans les zones avec des projets de développement de réseaux de chaleur.

À plus long terme et en fonction de la baisse effective de la consommation, **il semble plus pertinent dans une stricte logique d'optimisation du réseau à maintenir localement, de tendre vers une sortie de l'usage gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale.** »

GRDF en réponse a indiqué : « Nous partageons complètement les conclusions du rapport CRE sur les infrastructures gaz. **GRDF est mis à l'écart des décisions des collectivités lors de création ou extension de réseau de chaleur sur le territoire de celles-ci.** Nous sommes juste sollicités lors des travaux du réseau de chaleur si problème et/ou après si besoin pour mettre un secours gaz avec une demande de raccordement gaz. ».

Au terme de la mission de contrôle, il semble nécessaire de donner corps à cette coordination locale et de mesurer plus précisément les impacts du développement des réseaux de chaleur sur la distribution de gaz naturel.

En effet, ces données sont structurantes pour le renouvellement de la convention de concession syndicale.

TABLE DES MATIÈRES

I - LES USAGERS	13
1. Évolution du nombre d'usagers	13
2. Les volumes acheminés en GWh	15
3. La localisation des usagers et des volumes acheminés	17
4. Les usagers et les volumes acheminés par secteur d'activité	18
5. La décomposition d'une facture de gaz naturel	21
6. Les recettes d'acheminement perçues par GRDF	23
7. Le déploiement des compteurs communicants	26
8. L'activité de comptage : la relève des compteurs	27
9. Nombre de prestations réalisées par GRDF	29
10. Les prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD	30
11. Le respect des délais (hors raccords)	32
12. Le respect des délais de livraison des branchements	32
13. Les réclamations	34
14. Le développement du biogaz	36
15. Bilan partie usagers	37
II - LES TRAVAUX	38
1. Linéaire de réseau mis en concession	38
2. Linéaire de réseau immobilisé	39
3. Nombre de branchements mis en concession	40
4. Suivi des études de rentabilité (B/I) et des conventions de contributions financières	40
5. Dépenses de maintenance préventive et curative	41
6. Maintenance préventive des canalisations et des robinets de réseau	42
7. Maintenance préventive des protections cathodiques et postes de détente réseau	43
8. Maintenance préventive des ouvrages collectifs et des compteurs	44
9. Synthèse des résultats des actions de maintenance préventive	44
10. Bilan de la partie travaux	45
III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	46
1. Quelques précisions terminologiques	46
2. Un seul patrimoine - trois descriptions	46
3. Taux d'incohérence des canalisations	47
4. Le stock des ouvrages concédés	48
5. Évolution des linéaires, composition et pressions	49
6. L'âge moyen des canalisations	50
7. Les branchements	51
8. Les compteurs	53
9. Les autres ouvrages	53
10. Bilan de la partie ouvrages	55
IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ	56
1. Signalements et incidents	57
2. Les conséquences des incidents pour les usagers	58
3. Natures, sièges et causes des incidents	59
4. Les taux d'incidents et de fuites sur les canalisations	60
5. Le taux de dommages aux ouvrages	61
6. Bilan de la partie qualité - sécurité	63
V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES	64
1. Quelques éléments de compréhension préalable	64
2. La valeur brute des ouvrages utiles aux concessions	64
3. La valeur brute des biens concédés par nature de bien	66
4. La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Les compteurs en comptabilité	69
5. L'évolution de la valeur brute des ouvrages concédés	70
6. La valeur brute des biens mutualisés	73
7. Les dépenses d'investissement	73
8. Les remises gratuites et origines de financement des ouvrages	76

9.	Les valeurs comptables des ouvrages concédés	78
10.	La pratique des amortissements	81
11.	Les limites de l'information transmise au titre des amortissements	83
12.	Les provisions pour renouvellement	84
13.	Le droit du concédant	84
14.	La valeur nette réévaluée	85
15.	Les comptes de régulation	87
16.	Les limites de l'information financière communiquée	87
17.	La redevance R1	95
18.	Bilan partie comptabilité et finances	96

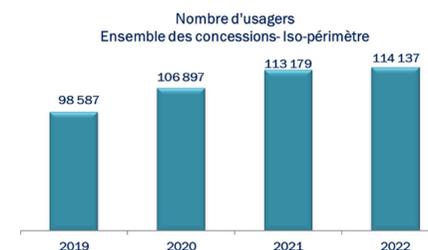
I - LES USAGERS

1. L'évolution du nombre d'usagers

Sur l'ensemble des concessions, on dénombre **122 480 usagers**²⁰. On note une augmentation du nombre d'usagers de **8,2 %** par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution est principalement liée à l'**élargissement** du périmètre de droits exclusifs de GRDF.



A périmètre constant, le nombre d'usagers augmente de seulement **0,8 %**. Cette augmentation est en **retrait** par rapport à celles constatées les exercices précédents (entre 1,2 % et 1,4 %).



Comme les exercices précédents, **99 %** des usagers appartiennent à la convention historique²¹.



À la maille de chaque concession, l'évolution du nombre d'usagers entre les deux exercices est **variable** :

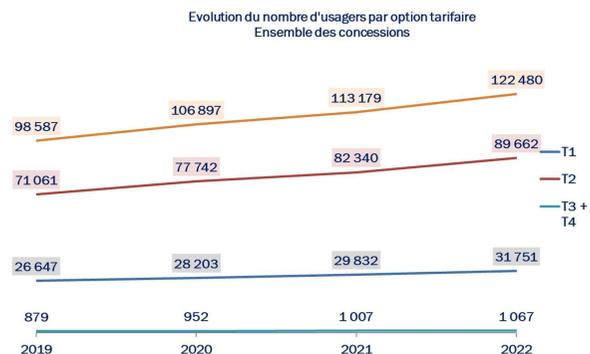
- Pour la concession historique, + 8,3 % (112 082 us – 121 354 us en 2022) => à périmètre constant le nombre d'usagers s'établit à 114 137 us, en progression de 0,8 %,
- Pour la concession 2005, + 3,1 % (850 us -876 us en 2022),
- Pour la concession 2006, le nombre d'usagers augmente très légèrement (106 us en 2022, +1 us),
- Pour la concession 2007, + 1 % (98 us -99 us en 2022),
- Pour la concession 2017 ; + 2,2 % (44 us – 45 us en 2022).

²⁰ Les usagers (us) comptabilisés sont depuis 2017, les personnes physiques ou morales raccordées au réseau de distribution de gaz qui disposent d'un Point de Comptage et d'Estimation (PCE) actif c'est-à-dire rattaché à un contrat de fourniture de gaz et ayant consommé dans l'année. Le nombre d'usagers de la concession est publié chaque année dans les Comptes Rendus Annuel d'Activité (CRAC).

²¹ Concession 1997 intégrant les conventions communales du périmètre de droits exclusifs de GRDF. Dans la suite du présent rapport, lorsqu'il est fait mention de la concession historique ou concession 1997, les données afférentes intègrent celles des communes de Langrune-sur-Mer, Le Breuil en Auge et Hermival-les-Vaux.

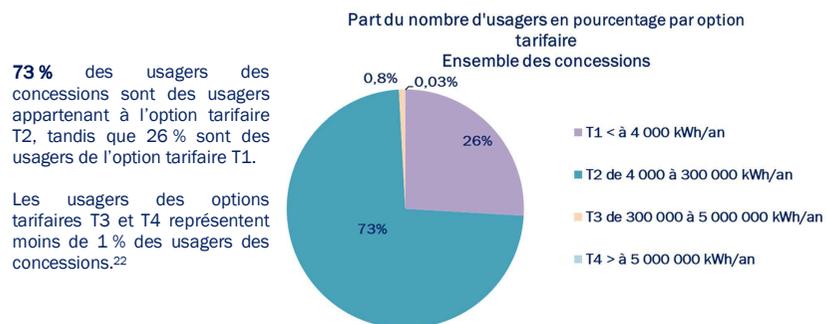
Pour toutes les concessions, le nombre d'usagers de chaque option tarifaire **augmente** :

- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T1 augmente de 6,4 % pour atteindre 31 751 us,
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T2 progresse de 8,9 % pour atteindre 89 662 us,
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T3 progresse de 5,8 % pour atteindre 1 026 us,
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T4 progresse de 10,8 % pour atteindre 41 us.



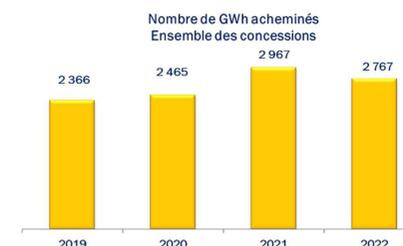
Cette évolution est principalement liée à **l'élargissement** du périmètre de la mission de contrôle, car à périmètre constant, ces hausses sont **moindres** et le nombre d'usagers de l'option tarifaire T3 décroît :

- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T1 progresse de seulement 0,1 %
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T2 progresse de seulement 1,2 %,
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T3 se contracte de 1,2 %,
- Le nombre d'usagers de l'option tarifaire T4 progresse 2,7 %.



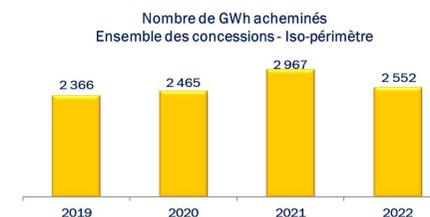
2. Les volumes acheminés en GWh²³

Sur l'ensemble des concessions, **2 767 GWh** ont été acheminés par GRDF. On relève entre les exercices 2021 et 2022 **une contraction** de ce volume acheminé de **6,8 %**.



Cette évolution est liée :

- Pour partie à **l'élargissement** du périmètre de la concession historique qui a **limité la contraction** du volume acheminé. A périmètre constant, le volume acheminé se serait contracté plus fortement de **14 %**.
- Pour partie à un **climat doux**, à **l'augmentation des prix** et à la **sobriété énergétique** des consommateurs (sous l'impulsion du plan de sobriété gouvernemental).



Comme pour les exercices précédents, **99 %** du volume acheminé appartient à la concession historique (concession 1997).



À la maille de chaque concession, les baisses du volume acheminé sont plus ou moins **importantes** :

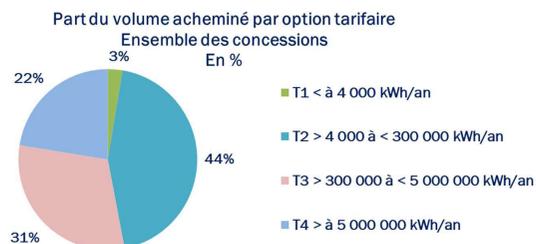
- Pour la concession historique, - 6,7 % (2 945 GWh - 2 748 GWh en 2022) => à périmètre constant, -14 % (2 945 GWh en 2021 - 2 552 GWh en 2022),
- Pour la concession 2005, - 11,5 % (18,1 GWh en 2021 - 16,1 GWh en 2022),
- Pour la concession 2006, - 21,3 % (1,6 GWh en 2021 - 1,2 GWh en 2022),
- Pour la concession 2007, - 21,2 % (1,4 GWh en 2021 - 1,1 GWh en 2022),
- Pour la concession 2017 ; - 12,1 % (0,64 GWh en 2021 - 0,56 GWh en 2022).

²² Voir p⁸ du rapport pour une présentation des différentes options tarifaires.

²³ 1 GWh = 1 000 000 kWh

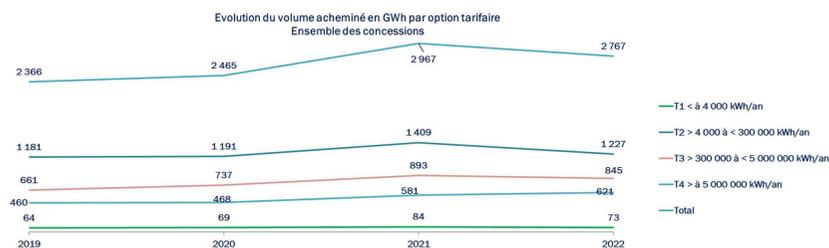
En 2022, plus de **44 %** du volume acheminé sur l'ensemble des concessions est un volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire **T2**, tandis que moins de 31 % du volume acheminé est distribué aux usagers de l'option tarifaire T3. Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T4 représente un peu plus de 22 % du volume acheminé global. Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T1 représente moins de 3 % du volume consommé.

Ces données sont **stables** par rapport à celles des exercices précédents.



En 2022 et pour l'ensemble des concessions, le volume acheminé **se contracte** pour toutes les tranches tarifaires **à l'exception** du volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T4 :

- Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T1 diminue de 13 % pour atteindre 73 GWh,
- Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T2 diminue d'un peu moins de 13 % pour atteindre 1 227 GWh,
- Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T3 diminue de 5,4 % pour atteindre 845 GWh,
- Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T4 progresse de 7 % pour atteindre 621 GWh.

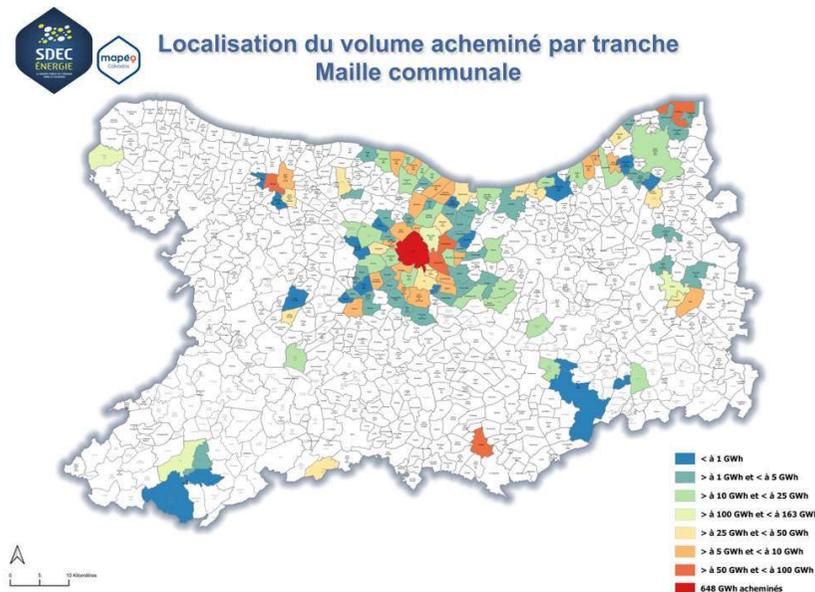
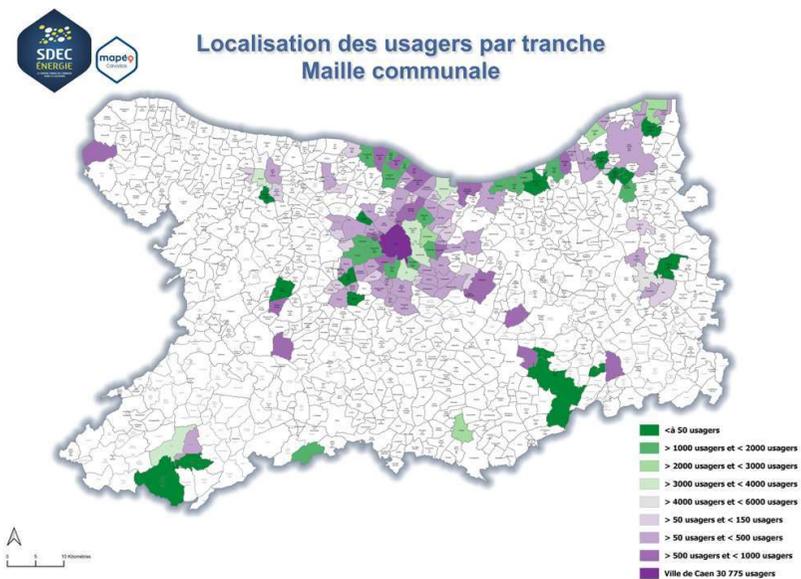


Ces mouvements sont liés en partie à l'élargissement du périmètre de la mission de contrôle. A périmètre constant, la contraction des volumes acheminés est **plus importante** et concerne **toutes les options tarifaires** :

- Pour l'option tarifaire T1, le volume distribué diminue d'un peu moins de 19 %,
- Pour l'option tarifaire T2, le volume distribué diminue d'un peu moins de 20 %,
- Pour l'option tarifaire T3, le volume distribué diminue d'un peu plus de 11 %,
- Pour l'option tarifaire T4, le volume distribué diminue d'un peu moins de 4 %.

3. La localisation des usagers et des volumes acheminés

Le nombre d'usagers et les volumes consommés se concentrent sur l'agglomération de Caen.



4. Les usagers et les volumes acheminés par secteur d'activité

L'article 179 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit des dispositions au sein du Code de l'énergie visant à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel mettent à la disposition des personnes publiques et du public certaines des données qu'ils collectent. Ces dispositions sont codifiées aux articles D. 111-52 et suivants du Code de l'énergie. **Elles imposent au Concessionnaire de transmettre, le nombre d'usagers et le volume acheminé par catégorie et par secteur d'activité.**²⁴

Les usagers par option tarifaire (T1, T2, T3, T4) sont répartis **par catégorie** : Résidentiels, Petits professionnels, Entreprises, puis **par secteur** : Résidentiel, Tertiaire, Industrie Agricole, Non affecté.

Le tableau ci-dessous indique les modalités de cette répartition :

Répartition des usagers par option tarifaire	Catégories	Secteurs
T1 ou T2 auxquels ne sont associés, ni un code NAF ²⁵ , ni un numéro SIRET ²⁶	Résidentiels	Résidentiel.
T1 ou T2 auxquels sont associés un code NAF ou un numéro SIRET	Petits professionnels	Tertiaire industrie, agricole, non affecté.
T3 ou T4	Entreprises	Résidentiel (certains points de livraison ne relevant pas des tarifs d'acheminement T1 ou T2 ont été classés par GRDF dans le secteur résidentiel sur la base des informations dont il dispose. Ces points de livraison peuvent correspondre à des chaufferies collectives d'immeubles, mais aussi à des réseaux de chaleur par exemple) tertiaire, industrie, agricole, non affecté.

En 2022, un peu moins **94 % des usagers** de l'ensemble des concessions sont des **usagers résidentiels** c'est-à-dire quasi exclusivement des usagers appartenant aux options tarifaires T1 ou T2 et auxquels ne sont associés ni code NAF ni SIRET : Ce pourcentage **est similaire** à celui de l'exercice précédent.



En nombre, **114 703 usagers** sont des usagers appartenant au secteur résidentiel, 6 035 usagers sont des usagers qui ressortent du secteur tertiaire, 1 641 usagers sont des usagers dépendant du secteur de l'industrie et 46 usagers sont des usagers appartenant au secteur agricole.

²⁴ Il est à noter que le volume acheminé déclaré dans ce cadre n'est pas strictement égal au volume acheminé à la maille concessive déclaré par ailleurs, car la ventilation par commune, par option tarifaire et par secteur d'activité impose la secrétisation des données de consommations résidentielles annuelles lorsque le nombre d'usagers résidentiels est ≤ 10 et les consommations ≤ 200 MWh.

²⁵ NAF : La NAF, nomenclature d'activités française, est une nomenclature des activités économiques productives, principalement élaborée pour faciliter l'organisation de l'information économique et sociale.

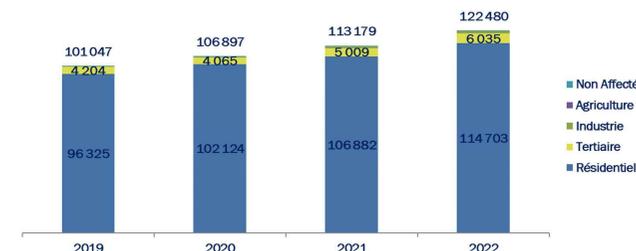
²⁶ Siret signifie Système d'identification du répertoire des établissements. Le numéro Siret permet d'identifier géographiquement une entreprise et chaque établissement qui la compose.

Répartition du nombre d'usagers par secteur d'activité Ensemble des concessions



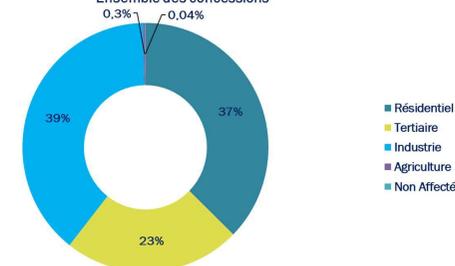
En 2022, il est à noter la progression de **7 %** du nombre d'usagers appartenant au secteur résidentiel, liée très certainement à **l'évolution du périmètre** de la concession historique.

Evolution de la répartition des usagers en nombre par secteur d'activité Ensemble des concessions

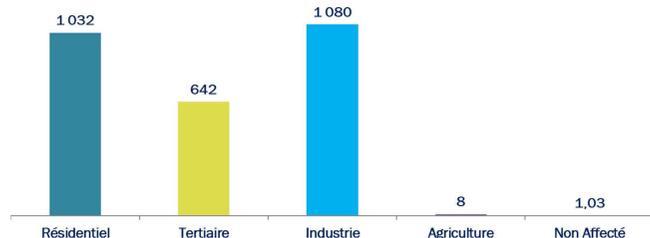


Sur l'exercice étudié et pour l'ensemble des concessions, le **secteur industriel** absorbe **39 %** du volume acheminé tandis que le **secteur résidentiel** en absorbe **37 %**. La part du secteur tertiaire représente 23 % de l'ensemble. Le secteur agricole ne représente que 0,3 % du volume acheminé.

Répartition du volume acheminé en % par secteur d'activité Données secrétisées Ensemble des concessions



Répartition du volume acheminé (GWh) par secteur d'activité
Données secrétisées
Ensemble des concessions



La part de chaque secteur a évolué par rapport à 2021 :

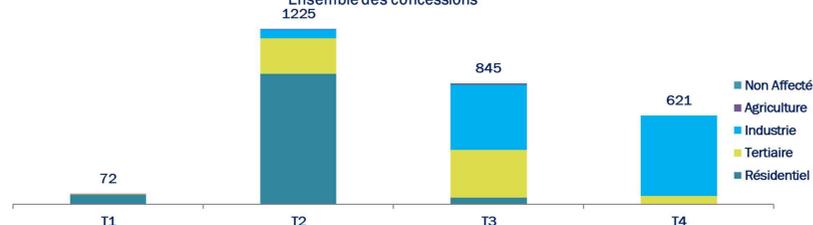
- La part du secteur de l'industrie progresse de 4 points par rapport à l'exercice précédent,
- La part du secteur résidentiel, se réduit de 5 points,
- La part du secteur tertiaire progresse de 1 point.

Evolution de la répartition du volume acheminé (en GWh) par secteur d'activité
Ensemble des concessions



En 2022, la répartition des volumes acheminés par option tarifaire par secteur d'activité et la suivante :

Répartition du volume acheminé par option tarifaire et par secteur d'activité en GWh
Données secrétisées
Ensemble des concessions



5. La décomposition d'une facture de gaz naturel²⁷

À titre liminaire, nous rappellerons que contrairement à l'électricité, la commercialisation du gaz aux TRV n'est pas partie intégrante de la concession de service public de distribution de gaz. Les informations ci-dessous sont donc communiquées afin de parfaire l'information du lecteur.

Depuis l'ouverture totale à la concurrence du marché de fourniture du gaz naturel le 1^{er} juillet 2007, les clients peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie. Conséquence de l'ouverture du marché, les fournisseurs non historiques, dits « alternatifs », sont entrés sur le marché.

Sur le périmètre des concessions du SDEC ÉNERGIE en 2022, **47 fournisseurs de gaz naturel sont actifs**. C'est moins qu'en 2021 (51 fournisseurs actifs). La CRE dénombre en 2022 environ **78 fournisseurs actifs** dont 38 fournisseurs nationaux et près de 40 fournisseurs non nationaux²⁸. Ces derniers présents localement ou régionalement proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

Le prix du gaz naturel facturé à l'utilisateur intègre :

☒ Les coûts d'accès aux réseaux.

☒ **Des coûts variables** selon le fournisseur : Il s'agit des coûts d'approvisionnement en gaz naturel, des coûts d'utilisation de stockage et des coûts commerciaux²⁹. C'est l'optimisation de ces coûts qui permet au fournisseur de différencier le prix de son offre.

☒ Le prix de détail du gaz naturel intègre aussi trois taxes et contributions :

- La **contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**. Elle finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des secteurs régulés relevant du régime des IEG, industries électriques et gazières. Fixée par arrêté ministériel, elle est supportée par tous les fournisseurs. L'assiette de la CTA peut varier selon les fournisseurs en fonction de leurs stratégies d'approvisionnement.
- La **taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN)**³⁰. Elle est acquittée depuis le 1^{er} avril 2014 par tous les consommateurs de gaz naturel (certains usages industriels en sont toutefois exonérés ce qui n'est plus le cas des consommateurs de biométhane depuis le 1^{er} janvier 2021) et s'élève à 8,45 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2018.
- La **TVA**, qui s'applique à hauteur de : 5,5 % sur l'abonnement (y compris la CTA) et 20 % sur la part proportionnelle (y compris la TICGN).

Pour rappel :

1. Tout au long de l'exercice 2022 les usagers bénéficiant d'une offre aux TRV ont bénéficié du bouclier tarifaire.
2. Les offres aux TRV sont en extinction depuis 2019. Il a été mis fin aux TRV le 1^{er} juillet 2023 pour l'ensemble des usagers.

Les deux graphiques circulaires ci-dessous indiquent le poids de chaque composant de la facture de gaz naturel **aux TRV** pour un client moyen en 2022. Dans le premier cas, le graphique **prend en compte le gel** mis en place par le gouvernement et la répartition des composants de la facture **est identique** à celle de 2021.

Dans le second cas, le graphique **ne prend pas en compte le bouclier tarifaire** et la part des coûts de fourniture est en forte augmentation passant de **50 % à 68 %**. L'acheminement ne représente plus que 12 % (transport, stockage, distribution) de la facture et les taxes 21 % (TVA, TICGN, CTA) de la facture annuelle.

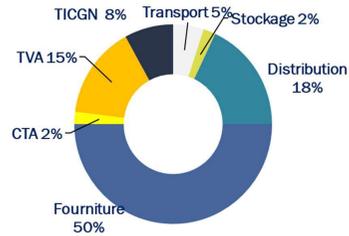
²⁷ Aux tarifs réglementés de vente

²⁸ Dont 18 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution) et une vingtaine de fournisseurs alternatifs.

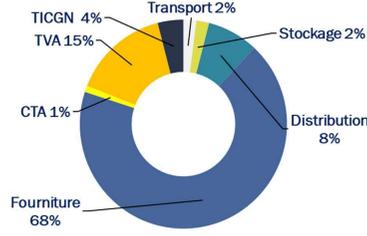
²⁹ Ces coûts comprennent les coûts de gestion de la clientèle, les coûts des certificats d'économie d'énergie ainsi qu'une marge commerciale raisonnable.

³⁰ La TICGN est désormais une fraction de l'accise sur les énergies dénommée « fraction d'accise perçue sur les gaz naturels ».

Décomposition détaillée d'une facture d'un usager aux tarifs réglementés de vente par poste de coûts en tenant compte du gel tarifaire

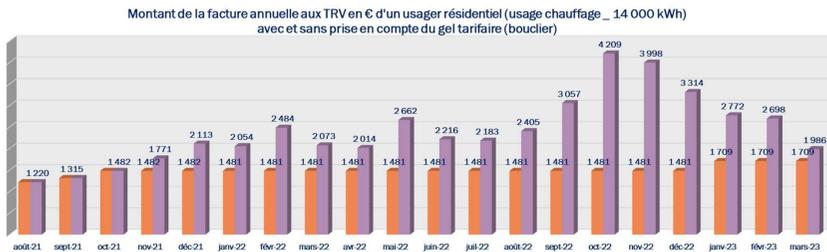


Décomposition détaillée d'une facture d'un usager aux tarifs réglementés de vente par poste de coûts sans prise en compte du gel tarifaire



Données CRE

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du montant de la facture annuelle de gaz aux TRV (pour un client résidentiel - usage chauffage) **en tenant compte du gel tarifaire ou pas** (données CRE). Les TRV évoluent sur un pas de temps mensuel au gré de l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La facture couvre les TRV et les différentes taxes.



6. Les recettes d'acheminement perçues par GRDF

1) Données générales

Afin de mener à bien ses missions, GRDF ³¹est rémunérée par l'ATRD.

Depuis que la délibération de la CRE du 23 janvier 2020 a fixé la grille tarifaire applicable du 1^{er} juillet 2020 au 30 juin 2021, deux délibérations sont venues encadrer son évolution. Il s'agit des délibérations du 29 avril 2021 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2021, et du 12 mai 2022 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2022.

Selon la CRE les évolutions moyennes du tarif d'accès ont été les suivantes :

- au 1^{er} juillet 2020, l'ATRD s'est **contracté** en moyenne de 0,3 %/an,
- au 1^{er} juillet 2021, l'ATRD a **progressé** en moyenne de 0,70 %/an,
- au 1^{er} juillet 2022, l'ATRD, s'est **contracté** en moyenne de 0,84 %/an.

Pour les délégations de service public mises en concurrence depuis le 30 juin 2008, le gestionnaire est rémunéré en utilisant l'ATRD multiplié **par un coefficient**. Ce mécanisme est utilisé pour la **concession 2017**. Le coefficient utilisé est actualisé au 1^{er} juillet de chaque année. Pour ce qui concerne l'exercice étudié, l'évolution a été la suivante :

	Texte réglementaire établissant le tarif	Coefficient multiplicateur				Évolution 2021/2022
		2019	2020	2021	2022	
Concession 2017	Délibération de la CRE du 22 mars 2018	1,697	1,7337	1,7259	1,8003	4,3 %

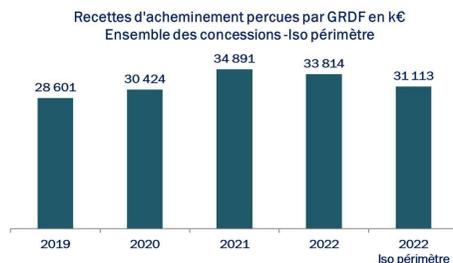
2) La rémunération de GRDF sur le périmètre de l'ensemble des concessions au titre de l'ATRD.

La rémunération de GRDF au titre de l'ATRD, pour l'exercice 2022 sur le périmètre des concessions du SDEC ÉNERGIE, s'élève à **33 814 k€**. Elle se contracte de **3,1 %** par rapport à l'exercice antérieur. Cette baisse limitée s'explique principalement la diminution du volume acheminé de **6,8 %** sur l'exercice.



A périmètre constant, la rémunération de GRDF au titre de l'ATRD se serait élevée à **31 113 k€** en **diminution de 10,1 %** par rapport à 2021.

³¹ Hormis le cas particulier des délégations de service public conclues récemment après mise en concurrence (concession 2017).



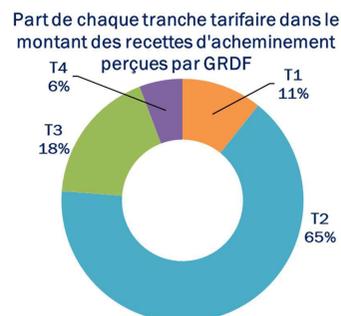
À périmètre constant, la baisse constatée s'explique par :

- La **baisse** des volumes acheminés (14 %),
- Une augmentation **limitée** du nombre d'usagers (0,8 %) qui n'est pas suffisante afin de limiter les effets de la baisse des volumes acheminés,
- La **baisse** moyenne de l'ATRD au 1^{er} juillet 2022 (0,84 %).

Par concession, ces recettes d'acheminement s'élèvent à :

- 33 529 k€ pour la concession historique, en baisse de 3,1 % par rapport à 2021,
- 219 k€ pour la concession 2005, en baisse de 7,1 % par rapport à 2021,
- 24 k€ pour la concession 2006, en baisse de 13,8 % par rapport à 2021,
- 22 k€ pour la concession 2007, en baisse de 12,1 % par rapport à 2021,
- 19 k€ pour la concession 2017, en baisse de 0,9 % par rapport à 2021.

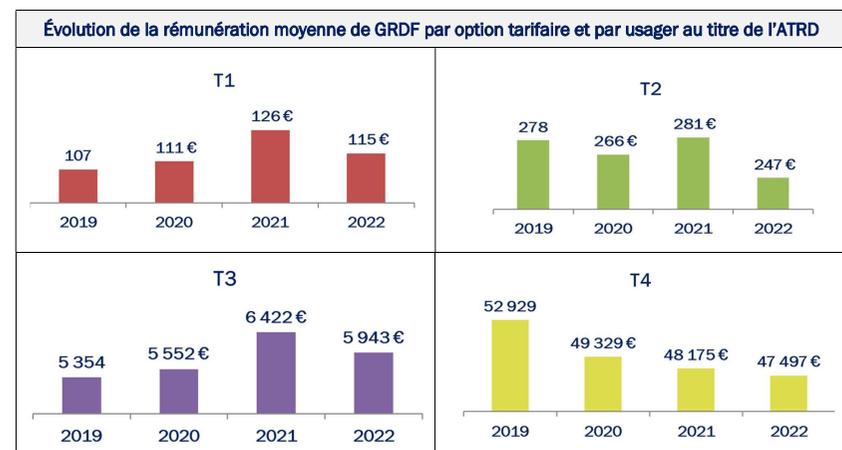
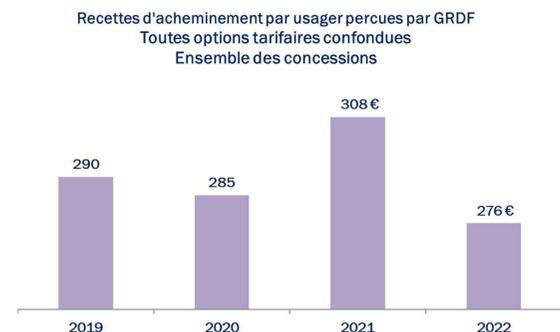
L'option tarifaire **T2** représente **65 %** du montant des recettes d'acheminement, l'option T3 représente **18 %** du montant des recettes d'acheminement, l'option T1 représente **11 %** du total et l'option tarifaire T4 représente **6 %** du montant des recettes d'acheminement.



Ramené au nombre d'usagers GRDF a perçu en moyenne :

- Pour un usager de l'option T1, **115 €**,
- Pour un usager de l'option T2, **247 €**,
- Pour un usager de l'option T3, **5 943 €**,
- Pour un usager de l'option T4, **47 497 €**.

Quelle que soit la tranche tarifaire à laquelle l'utilisateur appartient, GRDF a perçu en moyenne par usager de la concession, **276 €** sur la période de contrôle au titre du tarif d'acheminement. Ce montant est en baisse de **32 €** par rapport à l'exercice antérieur.



7. Le déploiement des compteurs communicants

Sur le périmètre des concessions du SDEC ÉNERGIE, le déploiement en masse du compteur Gazpar s'est terminé en **2021**. A compter de l'année 2022, le nombre d'ouvrages communicants est suivi en flux annuel et en stock au 31 décembre de l'exercice.

Au terme de l'exercice étudié, le nombre d'ouvrages communicants posés s'établit à **123 534** dont **111 736 compteurs Gazpar** et **11 798 modules de communication** (Il s'agit de modules communicants posés sur des compteurs gris mis en service après 2012).

Nombre de compteurs et de modules communicants	2022 Flux	2022 Stock
Nombre de compteurs communicants	3 185	111 736
Nombre de compteurs équipés de module de communication	380	11 798
Ensemble des compteurs communicants	3 565	123 534
Nombre de concentrateurs posés	4	86
Nombre de PCE (points de comptage et d'estimation actifs et inactifs)		125 371
Taux d'équipement moyen		98,5%

Le tableau ci-dessous détaille par concession, le nombre de compteurs et de modules communicants par concession, en stock :

Nombre de compteurs et de modules communicants posés par Concession	Nombre de compteurs	Nombre de modules de communications	Somme	Nombre de concentrateurs
Concession historique	110 835	11 591	122 426	82
Concession 2005	715	160	875	3
Concession 2006	70	34	104	1
Concession 2007	70	13	83	0
Concession 2017	46	0	46	0
Somme	111 736	11 798	123 534	86

Les bénéfices attendus du comptage évolué en gaz naturel sont les suivants :

- l'amélioration de la fiabilité et de la fréquence du relevé des consommations,
- la mise à disposition des consommateurs d'informations exactes sur leurs consommations de gaz,
- l'opportunité de développer de nouveaux services de maîtrise de la demande d'énergie.

Il est à noter que la CRE dans le cadre du déploiement du compteur Gazpar a décidé la mise en place d'une régulation incitative afin de maîtriser les coûts d'investissement et de respecter le calendrier de déploiement. Cette régulation a aussi pour objet de garantir le niveau de performance attendu du système de comptage Gazpar au travers de 7 indicateurs de qualité de service spécifiques au projet Gazpar qui donnent lieu à des incitations financières et de 8 indicateurs de suivi.³²

8. L'activité de comptage : la relève des compteurs³³

Le Concessionnaire est chargé d'exercer **les activités de comptage de l'énergie livrée et de l'énergie injectée dans le réseau de distribution de gaz naturel**. Il est chargé par ailleurs d'exercer **la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement de l'ensemble des dispositifs de comptage** des utilisateurs raccordés à son réseau conformément à l'article L.432-8 du Code de l'énergie.

Cette activité est rémunérée par l'ATRD. La relève a pour objet de déterminer les quantités de gaz naturel livrées aux clients. Elle peut être **ponctuelle ou périodique**. Les volumes mesurés par les compteurs sont convertis en énergie (kWh) par application d'un **coefficient thermique**.

Les relevés périodiques ont lieu³⁴ :

- **chaque jour**, pour les clients avec l'option tarifaire T4,
- **chaque jour**, pour les clients équipés d'un compteur communicant avec l'option tarifaire T1 ou T2,
- **chaque mois**, pour les clients avec l'option tarifaire T3,
- **chaque semestre**, pour les clients non-télérelevés avec l'option tarifaire T1 ou T2.

Lorsque GRDF ne peut pas accéder au compteur pour le relevé périodique, les quantités livrées sont déterminées à partir d'un index autorelevé par le client ou d'une estimation sur la base d'un historique de consommations. De même, l'index utilisé lors de certains événements contractuels peut être un index autorelevé ou un index calculé sur la base du dernier index connu et d'un historique de consommations. Enfin, dans le cas d'un dysfonctionnement du comptage, les quantités livrées sont déterminées au moyen d'une estimation.

Trois indicateurs sont utilisés afin de mesurer la qualité de la relève. Ces indicateurs ont **notamment évolué** afin de tenir compte du **déploiement des compteurs communicants** (la relève à pied des compteurs diminue progressivement, laissant place à un télérelevé quotidien), et de la nécessité de **s'assurer de la performance de la chaîne de communication** globale de traitement des index issus des compteurs communicants.

1) Pour ce qui concerne spécifiquement **la relève des compteurs communicants, le taux de relevés sur index réel télérelevé** permet de mesurer le nombre de relevés sur index réel versus le nombre total de relevés, c'est-à-dire y compris les relevés sur index estimé.

Cet indicateur est un des indicateurs mis en place par la CRE³⁵ dans le cadre de la régulation incitative du projet Gazpar. L'objectif à atteindre à la maille nationale pour GRDF est a minima, de 98 %/mois. La CRE indique sur ce point qu'en 2022 le taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants atteint 98,95 % (contre 98,5 % en 2021). Les résultats sont donc en amélioration à la maille nationale.

 **À la maille des concessions, cet indicateur reste satisfaisant et atteint 98,7 % en 2022 en progression par rapport à l'exercice précédent (97,9 % en 2021), sans atteindre cependant le résultat de l'exercice 2020.** Il est à noter néanmoins que cet indicateur s'améliore alors que le nombre de relevés est plus important sur le dernier exercice. Il est pour la première fois supérieur au taux fixé par la CRE à la maille nationale (98 %) mais reste inférieur à la moyenne des résultats périodiques atteint par GRDF (98,9 %).

Indicateur relatif aux compteurs communicants	2019	2020	2021	2022
Taux de relevés sur index réel télérelevé	99,2%	99,8%	97,9%	98,7%
Nombre de relevés sur index réel	65 300	837 047	1 144 554	1 307 261
Nombre de relevés	65 816	838 281	1 168 724	1 324 080

3) Pour ce qui concerne **la relève des compteurs des usagers T1 et T2 non communicants, le taux de relevés corrigés** des compteurs permet de mesurer le nombre de relevés corrigés par GRDF, ces corrections de relevés interviennent à la suite de contrôles des consommations relevées à pied, à des corrections sur des

³³ Article L224-11 du code de la consommation : « Le fournisseur ... de gaz naturel facture, au moins une fois par an, **en fonction de l'énergie consommée**. Aucune consommation ... de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude. »

³⁴ Données communiquées par le Concessionnaire (Guide de lecture du CRAC p°3).

³⁵ Cet indicateur est dénommé dans ce cadre : « Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants ».

³² Voir délibération de la CRE du 17 juillet 2014, complétée par la délibération du 21 décembre 2017 et modifiée par la délibération du 28 juillet 2021.

index estimés ou à des contestations d'index issues des réclamations clients ou des demandes fournisseurs.



Ce taux reste bas, mais se dégrade à nouveau en 2022 pour s'établir à 1,7 %. Cette dégradation est liée au principal à la forte diminution du nombre de compteurs non communicants pris en compte dans ce calcul pour la troisième année consécutive. Cette baisse ne traduit pas une dégradation de la qualité de service.

Indicateur relatif aux compteurs non communicants	2019	2020	2021	2022
Taux de relevés corrigés	0,2 %	0,5 %	0,8 %	1,7 %
Nombre de relevés corrigés	281	303	195	261
Nombre de compteurs non communicants	118 431	65 488	24 026	15 226

3) Pour ce qui concerne la relève de l'ensemble des compteurs actifs³⁶ communicants ou non, le taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année permet de mesurer la part de compteurs dont l'index a pu être lu au moins une fois dans l'année permettant ainsi aux fournisseurs d'établir au moins une facture sur la base de l'énergie consommée (Article L. 224-11 du code de la consommation).



Ce taux reste bon et progresse en 2022. Il est à noter que ce taux est supérieur au seuil fixé par la CRE à la maille nationale (97,2 %) et au taux atteint en moyenne par GRDF à la maille nationale (93,5 %). Ce taux s'améliore alors que le nombre d'index relevés sur index réels sur les compteurs actifs qu'ils soient communicants ou et non et le nombre de compteurs actifs progressent aussi.

Indicateur relatif aux compteurs actifs (Communicants ou non)	2019	2020	2021	2022
Taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année	97,6%	98%	99,2%	99,6%
Nombre de relevés sur index réel	179 897	101 355	108 638	117 404
Nombre de compteurs relevés	184 247	103 399	109 487	117 916

Le tableau ci-dessous indique le nombre de compteurs actifs et inactifs en fonction de leurs spécificités en 2022. Il est à noter qu'il existe un écart minime entre le nombre de compteurs relevés au titre du taux de compteurs avec index lu au moins une fois dans l'année. **Cette situation reste inexpliquée au terme de la mission de contrôle.**

Nombre de compteurs actifs et inactifs		Nombre
Nombre de compteurs actifs (domestique et industriel)		118 425
Nombre de compteurs inactifs (domestique et industriel)		6 946
Les compteurs domestiques	Nombre de compteurs actifs	125 371
	Nombre de compteurs inactifs	6 946
Les compteurs industriels	Nombre de compteurs actifs	1 085
	Nombre de compteurs inactifs	0

³⁶ Un compteur est dit actif lorsqu'il est rattaché à un PCE actif c'est-à-dire rattaché à un contrat de fourniture de gaz.

9. Nombre de prestations réalisées par GRDF

Outre l'activité de comptage, GRDF réalise **d'autres prestations à la demande des usagers, des fournisseurs, des producteurs de biométhane et pour les autres gestionnaires de réseaux.**

Ces prestations sont soit **rétribuées par l'ATRD** (comme le comptage, ces prestations sont alors dénommées « Prestations de base »), soit **facturées au demandeur**.

Dans ce dernier cas, il peut s'agir soit de prestations dites à **l'acte** ou ponctuelles soit de prestations **récurrentes**, dont l'exécution s'échelonne dans le temps, et qui sont facturées périodiquement.

La liste de ces prestations et leurs tarifs sont regroupés au sein d'un document dénommé le **catalogue des prestations annexes de GRDF**.

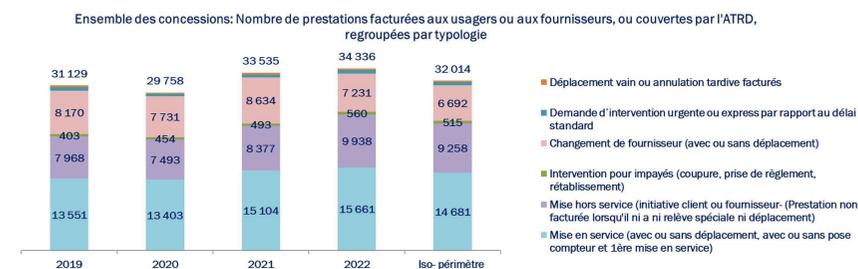
Le catalogue des prestations de GRDF est élaboré conformément aux principes qui ont été définis par la CRE en application des articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'énergie. **Il est publié sur le site internet de GRDF : www.grdf.fr.** Les prix et plus largement les prestations évoluent au **1^{er} juillet de chaque année**.

Le tableau ci-dessous indique les modalités de financement des principales prestations évoquées ci-après :

Nature des prestations	Prestations onéreuses pour le demandeur	Prestations financées par l'ATRD
Mise en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1 ^{ère} mise en service)	X	
Mise hors service (initiative client ou fournisseur)		X
Intervention pour impayés (coupure, prise de règlement, rétablissement)	X	
Changement de fournisseur (avec ou sans déplacement)	X ³⁷	X
Demande d'intervention urgente ou express par rapport au délai standard	X	
Déplacement vain ou annulation tardive facturés	X	

Sur l'ensemble des concessions, le volume de ces prestations (facturées ou non) **progresse de 2 %** (34 336 en 2022 pour 33 635 en 2021). **À périmètre constant, cette évolution s'inverse.**

Le nombre de prestations réalisées **décroit de 5 %**. **Cette baisse fait apparaître une activité en net recul.**



³⁷ Hors déplacement

Ensemble des concessions : nombre de prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs ou couvertes par l'ATRD, regroupées par typologie	2019	2020	2021	2022	Iso périmètre	Rang
Mise en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1 ^{ère} mise en service)	13 551	13 403	15 104	15 661	14 681	1
Dont 1^{ère} mise en service	1 321	1 435	1 750	1 164	1 117	
Mise hors service (initiative client ou fournisseur)	7 968	7 493	8 377	9 938	9 258	2
Intervention pour impayés (coupure, prise de règlement, rétablissement)	403	454	493	560	515	
Changement de fournisseur (avec ou sans déplacement)	8 170	7 731	8 634	7 231	6 692	3
Demande d'intervention urgente ou express par rapport au délai standard	662	436	566	632	579	
Déplacement vain ou annulation tardive facturés	375	241	361	314	289	
Somme	31 129	29 758	33 535	34 336	32 014	

Les mises en service (avec ou sans déplacement, avec ou sans pose compteur et 1^{ère} mises en service) représentent **46 %** des prestations réalisées, viennent ensuite les mises hors service qui représentent 26 % des prestations réalisées et **les changements de fournisseur qui représentent 21 %** des prestations réalisées.



Le nombre des 1^{ères} mises en service se restreint de **36 % entre 2021 et 2022**. Même si 2021 était une année de forte accélération (Post covid), le nombre de **1^{ères} mises en service en 2022 est inférieur à celui des exercices 2019 et 2020, sur un périmètre géographique plus large. Cette baisse fait apparaître une activité en net recul**

Cette répartition a évolué par rapport à l'exercice antérieur, les mises hors service passant au deuxième rang en nombre de prestations réalisées au lieu et place des changements de fournisseur qui passe au troisième rang des prestations réalisées. **La crise énergétique** pourrait expliquer la baisse du nombre de prestations de changement de fournisseur réalisées, les usagers étant plus frileux à changer de fournisseur compte tenu de la forte volatilité des prix des offres de marchés et de la mise en place du bouclier tarifaire pour les offres aux tarifs réglementés de vente.

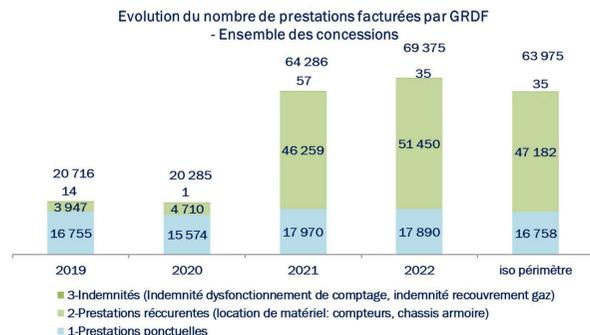
10. Les prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD



En 2022, GRDF a facturé **69 375** prestations, ce résultat est en progression de **8 %** par rapport au même indicateur en 2021. A périmètre constant, le nombre de prestations facturées **se contracte de 0,5 %** par rapport à l'exercice antérieur.



En valeur, les prestations facturées progressent de **3,5 %** passant de 1 695 k€ à 1 755 k€. **A périmètre constant, les recettes perçues au titre des prestations facturées se contractent de 4,6 %** (passant de 1 695 en 2021 à 1 618 k€ en 2022). **Ces baisses font apparaître une activité en net recul.**



Ensemble des concessions : les prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs en nombre par nature	2019	2020	2021	2022	Iso périmètre
Prestations ponctuelles	16 755	15 574	17 970	17 890	16 758
<i>Dont mise en service</i>	13 740	13 355	15 176	15 450	14 485
<i>Dont coupures pour impayés</i>	287	356	379	401	368
<i>Dont Indemnités pour rendez-vous non tenus</i>	121	33	0	0	0
<i>Dont autres</i>	2 607	1 830	2 415	2 039	1 905
Prestations récurrentes (location de matériel : compteurs, châssis armoire)	3 947	4 710	46 259	51 450	47 182
Indemnités (Indemnité dysfonctionnement de comptage, indemnité recouvrement gaz)	14	1	57	35	35
Somme	20 716	20 285	64 286	69 375	63 975

Evolution du montant des prestations facturées par GRDF en k€



Ensemble des concessions : les prestations facturées aux usagers ou aux fournisseurs - recettes perçues par le Concessionnaire en k€	2019	2020	2021	2022	Iso périmètre
Prestations ponctuelles	355	316	371	373	349
<i>Dont mise en service</i>	222	218	252	261	245
<i>Dont coupures pour impayés</i>	13	17	18	19	18
<i>Dont indemnités pour rendez-vous non tenus</i>	4,2	1,2	0,0	0,0	0
<i>Dont autres</i>	115,6	79,6	100,8	92,9	87
Prestations récurrentes (location de matériel : compteurs, châssis armoire)	307	385	1 327	1 383	1 270
Indemnités (indemnité dysfonctionnement de comptage, indemnité recouvrement gaz)	-0,34	-0,01	-2,40	-1,31	-1
Somme	661	702	1 695	1 755	1 618

En conclusion du bilan de la précédente mission de contrôle, le SDEC ÉNERGIE avait relevé la nécessité de suivre sur l'exercice 2022 l'évolution du nombre et de la valorisation des prestations récurrentes compte tenu de la rupture de chronique entre les exercices 2020 et 2021. **Au terme de la mission de contrôle 2023, nous constatons que les données des chroniques 2021 et 2022 sont cohérentes.**

11. Le respect des délais (hors raccordements)



Les taux de réalisation des prestations dans les délais **sont bons malgré une très légère décroissance** sur l'exercice pour les prestations de coupures pour impayés et les mises hors service.

Le **taux moyen de réalisation des prestations** se dégrade donc légèrement pour atteindre **95,9 %**.

Il est à noter que les taux de mise en service et mise hors service à la maille de l'ensemble des concessions sont **supérieurs** à ceux atteints par la maille nationale par GRDF dans le cadre de la régulation incitative mis en place par la CRE et supérieurs aux objectifs que la CRE a fixé au concessionnaire.

Taux de réalisation des prestations dans les délais standards (ou délai supérieur si l'usager le souhaite)	2019	2020	2021	2022	Evolution	Objectifs annuels de référence CRE Régulation incitative	Taux atteints par GRDF à la maille nationale
Changement de fournisseur	97,4%	100,0%	98,9%	98,9%	=		
Coupure pour impayés	99,8%	99,7%	98,4%	90,4%	↓		
Mise en service	94,5%	95,0%	94,1%	94,5%	↑	93%	91,5%
Mise hors service	97,4%	97,4%	97,3%	96,9%	↓	95,5%	95,4%
Taux moyen de réalisation des prestations	97,0%	97,8%	96,2%	95,9%	↓		

Délais de réalisation standards des prestations - Catalogue des prestations	
Changement de fournisseur	Au plus tard dans les 4 jours à partir de la demande d'un fournisseur
Coupure pour impayés	Dix jours ouvrés
Mise en service	Cinq jours ouvrés
Mise hors service	Cinq jours ouvrés lorsque la prestation est sollicitée par un usager et dix jours ouvrés lorsque la prestation est sollicitée par un fournisseur

12. Le respect des délais de livraison des branchements



À la maille de l'ensemble des concessions, le taux de branchements (hors extensions) dans les délais convenus (et hors branchements urgents) est de **97,9 %** en 2022, ce qui **particulièrement satisfaisant (+ 6 points en 2022)**.



Cependant, cette amélioration nette du taux de branchements secs réalisés dans les délais convenus s'accompagne d'une très forte diminution du nombre de branchements réalisés.

Après l'importante diminution du nombre de prestations facturées, la forte diminution du nombre de **branchements réalisés** (en nombre - 226 raccordements entre les deux exercices, soit une décroissance de 70 %) est un deuxième indice du ralentissement de l'activité du concessionnaire sur le périmètre des concessions.



Ces indicateurs seront désormais sous surveillance dans le cadre des exercices ultérieurs.

Le taux de branchements hors extension dans les délais convenus à la maille de l'ensemble des concessions est **très supérieur** à celui atteint par GRDF à la maille nationale (89,8 %) et à l'objectif annuel fixé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative 89 %.

Respect des délais de livraison des branchements	2019	2020	2021	2022
Nombre de branchements réalisés	281	221	322	96
Nombre de branchements urgents réalisés	20	17	9	0
Nombre de branchements réalisés (hors urgents)	261	204	313	96
Nombre de branchements réalisés dans les délais convenus (hors urgents)	208	123	289	94
Taux de branchements réalisés dans les délais convenus (hors urgents)	79,7%	60,3%	92,3%	97,9%

Délais de livraison des branchements : Les branchements sont livrés à la date convenue avec l'usager. Ci-dessous sont présentés les délais minimums. Ces délais courent à compter de la date de réalisation de l'ensemble des conditions cumulatives stipulées dans l'offre de raccordement.

	Branchement sans extension de réseau sans traversée de voie publique	Branchement sans extension de réseau avec traversée de voie publique	Branchement avec extension de réseau
Branchement de débit compris entre 6 et 10 Nm ³ /h	10 jours ouvrés	15 jours ouvrés	2 mois
Branchement de débit > 10 Nm ³ /h	1 mois		

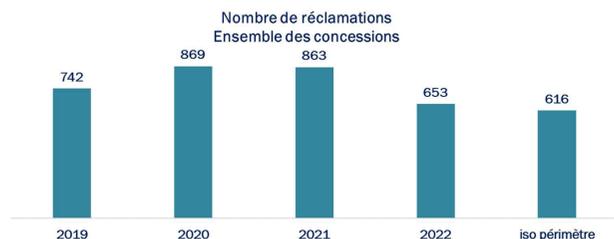
Les conditions évoquées ci-dessus sont les suivantes :

- Obtention des autorisations administratives : par exemple, autorisation ou accord des autorités administratives pour la réalisation des travaux, titre attestant d'une servitude de passage sur terrain privé, accord des copropriétaires le cas échéant, etc.
- Réalisation préalable par le Client des travaux à sa charge.
- Acceptation par le Client, de l'offre de raccordement.
- Paiement effectif par le Client de l'acompte prévu dans l'offre de raccordement.

13. Les réclamations



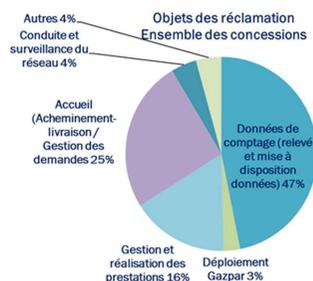
Pour l'ensemble des concessions, on dénombre **653** réclamations en 2022. Le nombre de réclamations diminue **fortement** (-24 %, - 210 réclamations). A iso périmètre, on dénombre, 616 réclamations soit une baisse de **29 %** par rapport au nombre de réclamations comptabilisées en 2021 (863 réclamations).



Ramené au nombre d'utilisateurs, moins de **1 %** des usagers ont présenté une réclamation (0,7 %).

Les réclamations portent :

- sur la contestation des données de comptage, ces réclamations représentent **47 %** de l'ensemble des réclamations,
- sur l'accueil client, **pour la première fois**, ces réclamations représentent **25 %** de l'ensemble des réclamations,
- sur la réalisation des prestations annexes, ces réclamations représentent 16 % de l'ensemble des réclamations,
- Les réclamations relatives au déploiement du compteur Gazpar ne représentent plus que 3 % de ces réclamations. Cette baisse est la résultante de la fin du déploiement des compteurs communicants, ces réclamations portent en majorité sur des difficultés de pose.



Ces réclamations sont **en grande majorité** (86 % - 562 en nombre) **des réclamations courantes**. 73 réclamations sont des réclamations en instances d'appel, et 18 réclamations font l'objet d'une médiation.

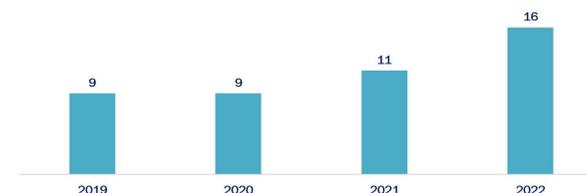
Les réclamations sont émises **principalement par les fournisseurs d'énergie pour le compte des usagers** (65 %). 25 % des réclamations émanent des usagers. Seulement 11 % des réclamations sont émises par les fournisseurs pour leur propre compte.

Les réclamations sont transmises **par plusieurs canaux de transmission**. Il est à noter que 75 % des réclamations sont transmises via le portail des fournisseurs d'énergie, 16 % des réclamations sont transmises via le téléphone, 5 % des réclamations sont transmises en utilisant le formulaire du site GRDF.fr et 4 % sont transmises par courrier et autres canaux.



La durée moyenne de traitement des réclamations en jours progresse fortement. Elle était de 11 jours en 2021, en 2022 elle atteint 16 jours.

Durée moyenne de traitement des réclamations en jour



Interrogé sur cette dégradation, GRDF a indiqué que la durée moyenne de traitement des réclamations en jour calculée par le SDEC ÉNERGIE englobe toutes les réclamations qu'elles soient courantes, en instances d'appel ou en instances de médiations et que les délais traitement de ces réclamations varient selon la typologie de réclamations. **En réponse, le SDEC ÉNERGIE a calculé le taux moyen de traitement des réclamations par typologie de réclamations, sur plusieurs exercices.**

Le données du tableau ci-dessous démontrent une dégradation des délais de traitement des réclamations quelles que soient leurs typologies. Le Syndicat maintient donc sa remarque.

Délai moyen de traitement des réclamations par typologie	2018	2019	2020	2021	2022
Courantes	7,3	8,4	7,4	5,2	7,9
Instances d'appel		31,6	45,7	73,3	78,4
Médiations			13,5	14,0	15,1
Ensemble	7,3	8,8	8,8	11,3	16,0

Pour l'ensemble des concessions :



- **93,8 %** des réclamations courantes présentées par les fournisseurs pour leur compte et le compte des usagers sont traitées en moins de 15 jours. **Cet indicateur se dégrade en 2022, en 2021 il avait atteint 95,3 %.**
- **96,6 %** des réclamations courantes présentées par les clients et les fournisseurs pour le compte des usagers sont traitées en moins de 30 jours. **Cet indicateur se dégrade en 2022, en 2021 il avait atteint 98 %.**

La diminution du nombre de réclamations ne s'accompagne donc pas d'une réduction des délais de réponses. Ainsi, si la réduction du nombre de réclamations pour la deuxième année consécutive est un indicateur positif, les dégradations du délai moyen de traitement des réclamations et des taux de traitement des réclamations dans les délais de 15 et 30 jours **ne sont pas satisfaisants.**

À la maille nationale les constats sont similaires, GRDF a reçu plus de 71 700 réclamations en baisse de 24 % par rapport à l'année précédente. Le taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires est de 96,2 %, contre 97,9 % en 2021, le taux de réponses aux réclamations des consommateurs au-delà des 30 jours calendaires connaît la même dégradation, il s'établit à 92,5 % en 2022.

Taux de réponse aux réclamations courantes fournisseurs dans les 15 jours	2020	2021	2022
Maille nationale	95%	98%	96%
Maille régionale	97,1%	98,7%	93,6%
Maille ensemble des concessions (émetteurs fournisseurs pour leur compte et celui des usagers) réclamations de 1 ^{er} niveau	95,1%	95,3%	93,8%

Taux de réponse aux réclamations courantes clients dans les 30 jours	2020	2021	2022
Maille nationale	97%	96%	92%
Maille ensemble des concessions (émetteur clients)	96,2%	94,7%	96,4%
Maille ensemble des concessions (émetteurs usagers + fournisseurs pour le compte des usagers)	97,9%	98,0%	96,6%

14. Le développement du biogaz

Dans le département du Calvados en 2022, **deux installations** injectaient du biogaz dans les réseaux de distribution depuis 2020. Ces installations disposent d'une capacité d'injection cumulée de 554 Nm³/h, ceci classe le département au 44^e rang des 80 départements classés.

Ces installations ont injecté en 2022, **56 126 MWh**. Ce volume injecté est en progression de **10 %** par rapport à l'exercice antérieur.

Indicateurs départementaux	Quantité annuelle injectée du Calvados (MWh)	Rang du Calvados en termes de quantité annuelle injectée (MWh)	Moyenne de quantité annuelle injectée (MWh)	Quantité annuelle injectée nationale (MWh)	Nombre de site (Maille nationale)
2020	15 987	37/63	27 120	1 708 554	183
2021	50 834	22/77	42 459	3 269 317	304
2022	56 126	31/80	67 234	5 378 717	429

Évolution en %	5 292		24 775	2 109 400	125
Évolution en nb	10%		58%	65%	41%

15. Bilan partie usagers



Points forts

- Les indicateurs relatifs à la relève des compteurs sont bons.
- Les taux de réalisation des prestations hors raccordement dans les délais sont bons.
- Les délais de livraison des branchements secs réalisés sont bons.
- Poursuite de la baisse du nombre de réclamations.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller (données 2023)

- L'évolution du ralentissement de l'activité du concessionnaire constatée pour l'exercice 2022 (à périmètre constant) :
 - Le nombre d'usagers n'a évolué que de 0,8 %,
 - Le nombre des 1^{ère} mises en service se restreint de 36 %,
 - Le nombre de branchements secs réalisés décroît de 70 %,
 - Le nombre de prestations annexes réalisées et leurs valeurs diminuent respectivement de 0,5 % et d'un peu moins de 5 % en 2022,
 - Le montant des recettes d'acheminement diminue de 10 %.

Points en attente (données 2023)

(Pas de point en attente)



Points faibles ou en attente récurrente

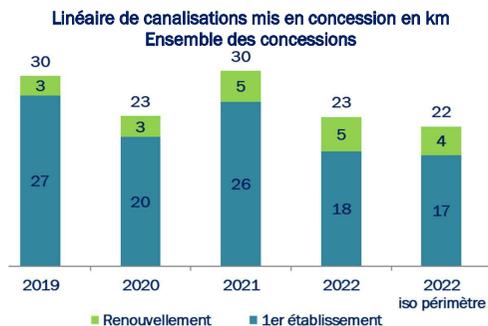
- Dégradation de la durée moyenne de traitement des réclamations.
- Dégradation du taux de réponse aux réclamations courantes fournisseurs dans les 15 jours.
- Dégradation du taux de réponse aux réclamations courantes clients dans les 30 jours.

II – LES TRAVAUX

1. Linéaire de réseau mis en concession³⁸



Le linéaire global de réseau, immobilisé en 2022 pour l'ensemble des concessions, atteint 23,2 km, Cet indicateur est en retrait de 24 % par rapport au linéaire immobilisé de l'année précédente. A iso périmètre, le linéaire global de réseau immobilisé est de 21,7 km, (en retrait de 29 % par rapport au linéaire immobilisé l'année précédente).



Pour la 1^{ère} fois depuis le transfert de la compétence par la commune de Maltot au Syndicat (données 2016), la concession 2006 a enregistré une mise en concession de près de 500 m de conduite de réseau. Les concessions 2007 et 2017 n'ont pas enregistré de mise en concession en 2022.



17,8 km sur les 23,2 km de réseau immobilisé en 2022 sont réalisés dans le cadre de travaux de **1^{er} établissement**, les **5,4 km restants constituant des travaux de renouvellement**. Le linéaire immobilisé à la suite de travaux de **1^{er} établissement diminue fortement par rapport à celui constaté l'année précédente (-30 %)**. Il est équivalent au linéaire immobilisé en 2018 et 2019. Le linéaire immobilisé à la suite de travaux de **renouvellement augmente** par rapport à celui mis en concession l'année précédente (+12 %).



Plus généralement, le Concédant souligne que **la part des travaux de renouvellement immobilisés augmente depuis 2020**, sans retrouver la part observée en 2018 et 2019. **Elle reste limitée** (23 % du linéaire immobilisé en 2022), tandis que le volume de réseau déjà amorti de plus de 45 ans évolue naturellement à la hausse (**353 km en 2022**) et que **185 km** de réseau posé sur les concessions sont des canalisations basse pression.



La question de l'ancienneté du réseau fait l'objet d'une divergence entre le Concédant et le Concessionnaire. Pour le Concessionnaire la sécurité d'un réseau est plus liée à ses caractéristiques techniques qu'à son âge. **Pour le Concédant, à défaut de disposer des études techniques démontrant l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'arrivée en fin de vie des équipements, la question du renouvellement de ces ouvrages reste posée.**

De plus, concernant la question du renouvellement du réseau basse pression, **ce type de réseau présente des taux de fuite environ 30 fois plus élevés que les canalisations moyenne pression³⁹**. Le Concédant rappelle donc ses demandes relatives d'une part, au renouvellement des linéaires de réseaux basse pression et d'autre part, à la communication des études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liés à l'arrivée en fin de vie des équipements.

Il est à noter sur ce point que le Concessionnaire a précisé, lors de la mission de l'audit 2021, qu'un programme de suppression des canalisations en basse pression est mis en place au niveau national, mais que le territoire du Calvados n'est pas concerné à court terme par celui-ci.

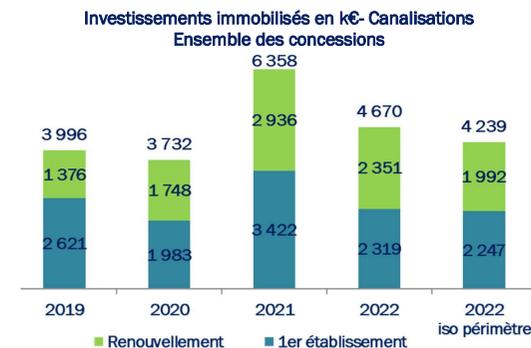
³⁸Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre. Les linéaires de réseau déclarés par GRDF sont des linéaires inscrits à l'inventaire (i.e. mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service. De plus, compte tenu de l'absence d'inventaire localisé des canalisations branchements individuels en longueur, les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés.

³⁹Cf. Rapport du CGE et du CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel - Janvier 2020 p. 40.

2. Linéaire de réseau immobilisé



Il est à noter une très forte diminution des investissements immobilisés pour l'ensemble des concessions par rapport aux montants investis en 2021 pour ce qui concerne les canalisations⁴⁰ (contraction de 27% de l'ensemble des investissements, 32% pour ceux portant sur des ouvrages de 1^{er} établissement et 20% pour les ouvrages de renouvellement). À périmètre constant, la décroissance des investissements atteint 34%.



Focus sur la concession historique – exercice 2022 :

Le montant des investissements, hors montants de remises gratuites tiers et recettes non déduites, mis en concession en 2022, s'élève à 4 590 k€ (4 159 k€ à isopérimètre 2021, contre 6 242 k€ en 2021), dont 2 240 k€ pour les travaux de 1^{er} établissement et 2 351 k€ pour les travaux de renouvellement.

Les 5 territoires sur lesquels la part du montant des investissements de 1^{er} établissement est la plus importante sont : CAEN (8%), CORMELLES-LE-ROYAL (4%), HÉROUVILLE-SAINT-CLAIR (26%), SAINT-VIGOR-LE-GRAND (6%), TROUVILLE-SUR-MER (7%). Ils totalisent 52 % des investissements de 1^{er} établissement.

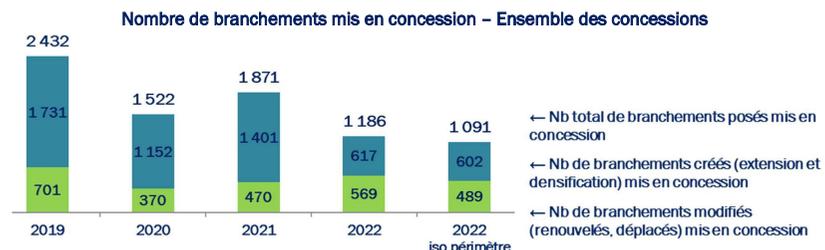
Les 5 territoires sur lesquels la part du montant des investissements en renouvellement est la plus importante sont : CAEN (28%), DIVES-SUR-MER (5%), HÉROUVILLE-SAINT-CLAIR (13%), HOULGATE (4%) et LISIEUX (8%). Ils totalisent 59% des investissements de renouvellement.

Le coût moyen des travaux par mètre varie d'une année à l'autre. Il a globalement baissé entre 2021 et 2022. Il est relativement stable, à un niveau élevé, pour les travaux de 1^{er} établissement à 131 €/m (-3%) et passe de 613 €/m à 438 €/m (-28%) pour les travaux de renouvellements, retrouvant le niveau de 2015.

⁴⁰ Cf. partie V du présent rapport- 7^{ème} sous-partie pour les investissements immobilisés pour l'ensemble des ouvrages y compris les canalisations.

3. Nombre de branchements mis en concession⁴¹

 Le nombre total de branchements mis en concession diminue de 37 %, passant de 1 871 en 2021 à 1 186 en 2022 (1 091 à isopérimètre).



En 2022, **617 branchements créés**, lors de travaux de densification ou d'extension, ont été mis en concession sur l'ensemble des concessions (602 à périmètre constant).

Le nombre de ces branchements est en **diminution de 56 % par rapport à l'année précédente** (57 % à périmètre constant), soit en nombre : -784 branchements et -799 branchements à périmètre constant.

Le nombre de branchements créés immobilisés en 2022 est le plus bas observé depuis 10 ans.

Le nombre de branchements renouvelés ou déplacés mis en concession augmente sans toutefois retrouver le volume de 2019. Il atteint 569 branchements en 2022 (489 à isopérimètre 2021) contre 470 en 2021 (+21% par rapport à 2021, +4% à isopérimètre).

Le linéaire moyen de réseau par branchement créé lors d'extensions et mis en concession en 2022 est de 39 mètres pour l'ensemble des délégations de service public contre 23 mètres en 2021.

4. Suivi des études de rentabilité (B/I)⁴² et des conventions de contributions financières

Si une demande d'extension est supérieure à 35 m par branchement domestique, GRDF réalise une étude de rentabilité (B/I) afin de déterminer l'éventuelle participation financière du demandeur, en sus du forfait de raccordement.

Le concédant a versé cette participation financière pour deux opérations. Nous assurons le suivi des deux conventions de financement signées dans ce cadre.

En 2022, le Concessionnaire indique avoir réalisé **79 études validées** (78 à isopérimètre 2021), en **diminution de 45 % par rapport à 2021⁴³**.

 Cette diminution est le signe d'une poursuite de désaffection des usagers envers l'énergie gaz.

En analysant le lien entre les travaux réalisés et les études de rentabilité correspondantes, le Concédant constate à nouveau que plusieurs études de rentabilité n'ont pas été validées.

Le Concédant regrette que les informations contractuelles demandées (liste détaillée exhaustive des études de rentabilité réalisées, y compris le montant des remises gratuites) soient dispersées dans plusieurs sources distinctes, rendant complexe leur analyse. Cependant, la globalité des informations transmises est

⁴¹ Comme précisé pour les canalisations, les ouvrages mentionnés ici correspondent, non pas aux quantités de branchements créés, renouvelés ou mis hors service annuellement par le Concessionnaire, mais aux branchements qu'il a immobilisés ou sortis des inventaires dans l'année, quelles que soient leurs dates de mise en ou hors service.

⁴² Si une demande de raccordement nécessite une extension supérieure à 35 m par branchement domestique, GRDF réalise une étude de rentabilité (B/I) afin de déterminer l'éventuelle participation financière du demandeur, en sus du forfait de raccordement.

⁴³ 4 d'entre elles étaient négatives et 11 ont donné lieu à des travaux dans l'année.

satisfaisante.

Le SDEC ÉNERGIE a conclu 2 conventions visant à contribuer à l'équilibre d'opérations de raccordement : L'une, en 2017, pour la réalisation de 14 branchements (lotissement) rue de la Croix à FEUGUEROLLES-BULLY (participation versée : 5 590 €) et l'autre, en 2018, pour la réalisation d'un branchement (crèche) rue de l'Occitanie à SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE (participation versée : 3 996 €).

Le Concédant interroge le Concessionnaire afin de connaître les éventuels raccordements intervenus depuis la conclusion des deux conventions de financement et mesurer leurs effets sur l'équilibre économique des opérations.

Le Concessionnaire confirme que, pour chacune des 2 communes, aucun branchement supplémentaire à ceux prévus dans les conventions n'a été créé sur les réseaux concernés.

5. Dépenses de maintenance préventive et curative

 Il est à noter, en 2022, **une augmentation du budget des dépenses de maintenance de 7 %** par rapport à 2021. Ces données sont communiquées à la maille de l'ensemble des concessions depuis l'exercice 2018.



35 % de ces dépenses sont utilisés pour la maintenance préventive (contre 36 % en 2021). On note une **augmentation du montant global dédié à la prévention** de 3% entre 2021 et 2022.

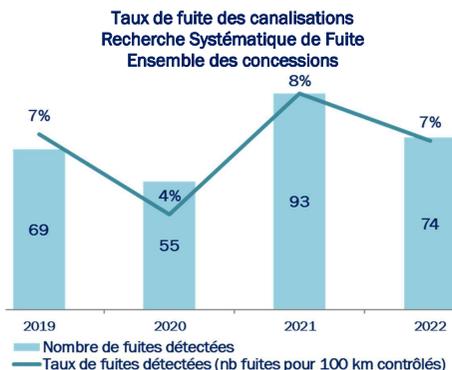
Cependant, s'agissant d'une charge indirecte du compte d'exploitation, le montant affiché ne correspond que partiellement aux montants des opérations de maintenance exécutées sur les concessions.

 Le détail des montants par poste de maintenance préventive et de maintenance curative n'est plus transmis depuis la mission de contrôle 2018.

6. Maintenance préventive des canalisations⁴⁴ et des robinets de réseau



GRDF communique uniquement les linéaires de réseau programmés et contrôlés par commune. En 2022, GRDF précise avoir programmé 939 km de réseaux à contrôler et en avoir surveillé 1 134 km. Le Concessionnaire ne déclare pas de retard dans la surveillance du réseau moyenne pression de type B (MPB), comme du réseau en basse pression (BP).



En 2022, les opérations de Recherche Systématique de Fuite ont permis de détecter une moyenne de **7 fuites pour 100 km de réseau surveillé**, un peu moins que le taux de fuite calculé pour 2021 (8 fuites pour 100 km). Ce niveau correspond à celui observé en 2018 et 2019. Les auditeurs soulignent que ce taux est particulièrement volatile d'une année à l'autre, sans que cette volatilité, à elle seule, exprime une dégradation de cet indicateur.

Le SDEC ÉNERGIE n'a **pas eu accès aux informations** souhaitées quant **aux résultats détaillés de l'activité de surveillance des canalisations** et notamment les caractéristiques des réseaux surveillés (canalisations par année de pose, matière et pression, longueur et type de pression surveillées par commune).

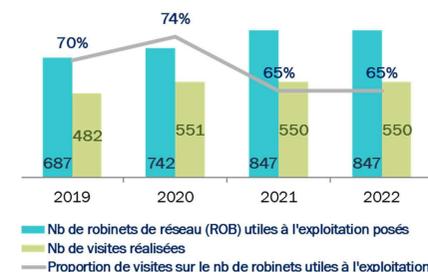
Cependant il est à noter que GRDF a communiqué le nombre de fuites détectées par RSF par classe à la maille des concessions pour le 2nd semestre 2022.

Ainsi, sur 74 fuites détectées par RSF en 2022, GRDF comptabilise au 2nd semestre 4 fuites de classe 1 (intervention sous 48h), 9 de classe 2 (intervention à programmer), 14 de classe A (intervention immédiate dans un coffret) et 2 de classe B (autre que gaz naturel).



Le Concédant souligne cette amélioration de la précision des informations communiquées et attend du Concessionnaire une information détaillée sur l'année complète pour la prochaine mission de contrôle.

Maintenance des organes de coupures



Seuls les robinets dits utiles à l'exploitation sont contrôlés⁴⁵. GRDF a déterminé le rythme de surveillance des robinets de réseau en fonction de leur classe de sensibilité qui se décline d'une inspection annuelle à une inspection tous les 4 ans.

GRDF présente un taux de visites réalisées de **101 %**⁴⁶ sur l'ensemble des concessions au regard du nombre de visites programmées.

Ces visites ont permis la détection de 2 robinets de réseau non manœuvrables et 7 fuites. **Le nombre de robinets de réseau non accessibles n'a pas été communiqué.**



GRDF indique avoir **réalisé entièrement la gamme de maintenance des robinets de réseau et que les contrôles réalisés n'ont abouti à aucune action de maintenance inhabituelle.**



Le Concédant souligne que les informations communiquées doivent être complétées par le niveau de criticité des anomalies.

GRDF a communiqué les résultats de l'activité de surveillance d'un échantillon de 10 robinets de réseaux indiqués utiles à l'exploitation (1% du parc total, 45% du parc de la commune concernée, 2% des visites réalisées) en précisant la date de maintenance et le résultat, mais **pas la classe de sensibilité**. L'ensemble de l'échantillon est noté "RAS".

7. Maintenance préventive des protections cathodiques⁴⁷ et postes de détente réseau



GRDF indique avoir **réalisé entièrement la gamme de maintenance des ouvrages de protections cathodiques et que les contrôles réalisés n'ont pas abouti à des actions de maintenance inhabituelles.**



27 anomalies ont été relevées lors des visites de maintenances réalisées en 2022. Le nombre d'anomalie est très variable (18 en 2021 et 2020, 48 en 2019). **L'Autorité concédante ne dispose pas du nombre de ces non-conformités par niveau de criticité.**

Le Concessionnaire précise que **le programme de maintenance des postes de détente réseau⁴⁸ (PDR) a été réalisé sans action de maintenance inhabituelle en 2022** (80 visites de postes de détente réseau réalisées pour 78 prévues). Il déclare avoir constaté 19 anomalies lors de ces visites. **Pour la 1^{ère} fois, GRDF précise le niveau de criticité de ces anomalies (17 défauts mineurs et 2 « autres/atypiques »)** et indique les avoir toutes traitées dans l'année.



GRDF a communiqué les résultats de l'activité de surveillance d'un échantillon de 29 postes de détente

⁴⁵ Classes de sensibilité 1, 2 et 3.

⁴⁶ Un même ouvrage peut faire l'objet de plusieurs visites dans l'année (rare).

⁴⁷ Les protections cathodiques : Les canalisations en acier enterrées doivent être protégées contre les phénomènes de corrosion. Les mesures de l'efficacité des moyens de la protection cathodique active doivent être réalisées tous les 2 ans au plus tard.

⁴⁸ Les postes de détente réseau (PDR) : Le Concessionnaire planifie la visite des postes de détente réseau, en tenant compte notamment, de leur emplacement sur le réseau et dans l'environnement et des qualités reconnues du matériel en place. Ainsi, GRDF a défini 7 classes de sensibilité et prévoit de réaliser les opérations de maintenance (inspections, révisions, mesures de terre) tous les 6 mois à 4 ans. Un même poste de détente réseau peut faire l'objet de plusieurs visites dans l'année.

⁴⁴ La réglementation impose, pour la surveillance des canalisations, une fréquence de Recherche Systématique de Fuite (RSF) selon plusieurs paramètres (caractéristiques et âge du réseau, historique des fuites du réseau et leur localisation...). GRDF réalise les opérations de RSF au moyen d'un véhicule de surveillance et de recherche (VSR) ou à pied pour le réseau non accessible au VSR. Certains éléments du réseau sont inspectés plusieurs fois par an (en particulier le réseau en basse pression : 3 fois par an), d'autres le sont tous les ans (points singuliers...) et d'autres encore tous les 4 ans (autres canalisations en MPB).

réseau (14% du parc total) qui ont bénéficié de 13 visites (16% des visites réalisées) en précisant la date de maintenance, le type de visite (révision, inspection) et la présence ou non d'anomalie. **L'ensemble de l'échantillon est noté "RAS", sauf pour 2 postes.**



Cependant, concernant les résultats de l'échantillon, le Concessionnaire a refusé de préciser la classe de sensibilité des ouvrages contrôlés et la date de l'avant-dernier contrôle du même type.

8. Maintenance préventive des ouvrages collectifs et des compteurs



Le Concessionnaire précise que **le programme de maintenance des ouvrages de branchements collectifs⁴⁹** est **respecté** sans action de maintenance inhabituelle en 2022. GRDF présente un nombre de visites de branchements collectifs réalisées (1 215) légèrement supérieur à celui prévu en 2022 (1 210). Ce détail n'est pas fourni pour les autres ouvrages⁵⁰. GRDF a précisé le nombre de conduites d'immeuble (61) et de conduites montantes (65) mises en conformité en 2022.



Depuis deux exercices GRDF ne communique plus la répartition des ouvrages mis en conformité par classe de sensibilité, ni le nombre de CI et CM restant à mettre en conformité⁵¹. **Ces seuls éléments ne permettent pas au SDEC ÉNERGIE de conclure sur l'efficacité de ces contrôles.**

Les compteurs traités⁵² en 2022 représentent 29 % du volume de compteurs concernés par la vérification, contre 39 % en 2021. Cette proportion est principalement expliquée par l'inaccessibilité d'un grand nombre de compteurs domestiques qui n'ont pas été remplacés par le compteur communicant Gazpar.



On note que le nombre de compteurs domestiques dépassant le délai de vérification de 20 ans a, à nouveau, baissé (-10%) : 1 463 en 2022 contre 1 590 en 2021 et ce, même avec l'augmentation du périmètre de la concession historique. Dans le même temps, le nombre de compteurs industriels en dépassement de délai a fortement diminué (24 en 2022 contre 61 en 2021).

9. Synthèse des résultats des actions de maintenance préventive

Le Concédant constate que le **retour en arrière**, observé à la fin de la mission de contrôle 2022, **concernant la pertinence des informations communiquées relatives aux actions de maintenance, s'est amélioré sur certains points** (classes communiquées sur une partie des fuites détectées par RSF, niveau de criticité des anomalies des postes de détente réseau) et s'est **accentué sur d'autres** (nombre de robinets de réseau non accessibles, nombre de CI et CM restant à mettre en conformité) à la fin de la mission de contrôle 2023.

Le Concédant souhaite avoir une meilleure connaissance de son patrimoine concédé. Les résultats détaillés des activités de maintenance du Concessionnaire sont des éléments essentiels à cette connaissance. De plus, ils permettront d'élaborer un diagnostic partagé du réseau dans le cadre de la préparation des futurs PPI. Le Concédant attend du Concessionnaire qu'il lui fournisse :



- des **indicateurs** de réalisation et de **résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés**, qu'il a en partie lui-même déterminées,
- et le **nombre de fuites et d'autres anomalies détectées par niveau de criticité pour l'ensemble des ouvrages maintenus.**

À cette demande, le Concessionnaire répond que **de nouveaux indicateurs de maintenance seront mis en place dans le prochain contrat. Cette réponse n'est pas satisfaisante puisqu'elle ne répond pas précisément à la demande du Concédant.**

⁴⁹ Les ouvrages collectifs de branchement : 3 classes de sensibilité des ouvrages collectifs appellent à des inspections et/ou des révisions tous les 5, 10 ou 20 ans. La surveillance des branchements sur réseaux (hors ouvrages implantés en immeubles collectifs) est effectuée par GRDF simultanément à la recherche des fuites sur canalisation.

⁵⁰ Branchements particuliers (BR Part), conduites d'immeubles (CI), conduites montantes (CM), nourrices (NO), tiges cuisine (TC), conduites de cuisines (CC). Cf. 7^{ème} sous-partie de la partie III du rapport pour une présentation plus détaillée de ces ouvrages.

⁵¹ Les autres résultats (fuites décelées, anomalies constatées) des visites effectuées sur les différents ouvrages ci-dessus ne sont pas communiqués.

⁵² La vérification des compteurs : La périodicité de vérification des compteurs dépend de leur technologie. GRDF a remplacé l'activité de VPE (Vérification Périodique et Étalonnage) par l'activité de DPC (Dépose Pose Compteurs). La DPC recouvre toutefois deux opérations distinctes :

- Soit les compteurs sont déposés et ferrailés (ex : les compteurs domestiques),
- Soit ils sont déposés, envoyés en révision puis déposés (cas de certains compteurs industriels).

La VPE/DPC est réalisée sur les compteurs actifs et inactifs.

10. Bilan de la partie travaux



Points forts

- Augmentation des dépenses dédiées à la maintenance préventive et curative (7 %), dont augmentation du montant global dédié à la prévention de 3 %.
- Le Concessionnaire ne déclare pas de retard dans la surveillance du réseau moyenne pression de type B (MPB), comme du réseau en basse pression (BP).
- Le nombre de compteurs dépassant le délai de vérification a baissé à nouveau (10 %).
- GRDF indique avoir réalisé entièrement les gammes de maintenance des robinets de réseau, des ouvrages de protections cathodiques, des postes de détente réseau, et des ouvrages de branchements collectifs. Il précise que ces contrôles réalisés n'ont abouti à aucune action de maintenance inhabituelle.
- Pour la 1^{ère} fois à la maille des concessions, le Concessionnaire a communiqué la répartition par classe d'une partie des fuites détectées par RSF (2nd semestre 2022) et la répartition par criticité des anomalies détectées lors de la maintenance des postes de détente réseau.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller (données 2023)

- L'évolution du ralentissement de l'activité de GRDF pour l'exercice 2022 (à périmètre constant) par rapport à 2021 :
 - Le linéaire de réseau de 1^{er} établissement immobilisé en 2022 sur l'ensemble des concessions diminue de 34%,
 - Le montant d'investissements pour les conduites de 1^{er} établissement diminue de 34 %,
 - Le nombre de branchements créés en densification et mis en concession diminue de 50 %,
 - Le nombre de branchements créés en extension et mis en concession diminue de 60 %,
 - Le nombre d'études de B/I est en diminution de 45 %.

Points en attente (données 2023)

- Le linéaire de réseau renouvelé est limité, le Concédant souhaite que le Concessionnaire renouvelle les linéaires de réseaux basse pression et communique les études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'âge des ouvrages.
- Le Concédant attend la communication de :
 - La répartition par classe de l'ensemble des fuites détectées par RSF à la maille des concessions,
 - Le nombre de robinets de réseau non accessibles,
 - Le nombre de CI et CM restant à mettre en conformité,
 - Le nombre d'anomalies détectées par niveau de criticité pour l'ensemble des ouvrages maintenus,
 - Les résultats des échantillons d'ouvrages maintenus par classes de sensibilité des ouvrages contrôlés.

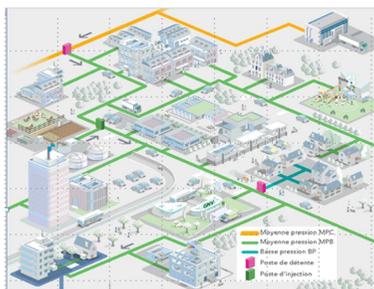


Points faibles ou en attente récurrente

- Le Concédant attend des indicateurs de réalisation et de résultat des gammes de maintenance des ouvrages concédés.
- Non-transmission d'un certain nombre de données : détail des montants par poste de maintenance curative et préventive, depuis la mission de contrôle 2018.

III – LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Quelques précisions terminologiques



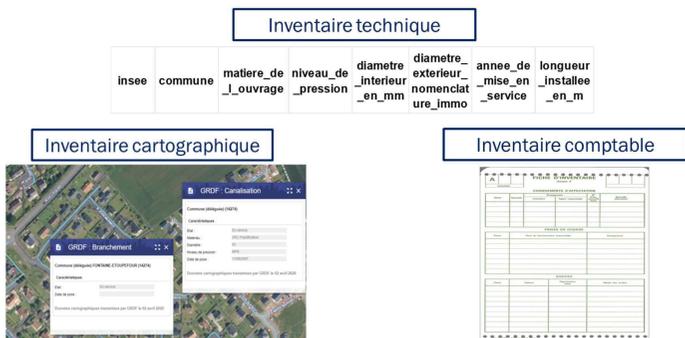
- Les ouvrages concédés appartiennent au SDEC ÉNERGIE, à l'exclusion des postes de livraison des consommateurs finals.
- La limite amont des ouvrages concédés est située au niveau de la bride aval du poste de détente transport.
- La limite aval des ouvrages concédés se situe au niveau de la bride aval du compteur individuel (incluse).

Le réseau de distribution de gaz achemine le gaz naturel selon différentes pressions :

- moyenne pression C (MPC) : entre 4 bar et 25 bar ;
- moyenne pression B (MPB) : entre 400 mbar et 4 bar ;
- moyenne pression A (MPA) : entre 50 mbar et 400 mbar (absente sur le Calvados) ;
- basse pression (BP) : inférieure à 50 mbar.

En aval du coffret domestique, 21 mbar est la pression d'alimentation des appareils à gaz.

2. Un seul patrimoine – trois descriptions



- GRDF fournit au Concedant dans le cadre de la mission de contrôle :
- Un **inventaire patrimonial** composé de plusieurs fichiers numériques,
 - Un certain nombre de **données techniques complémentaires** sur les biens couverts par l'inventaire patrimonial,
 - Un certain nombre d'**informations cartographiques** relatives à ces biens.

Il n'existe pas à l'heure actuelle d'identifiant unique permettant d'identifier un même ouvrage dans ces différentes sources.

Les données techniques et comptables peuvent présenter des écarts, ces derniers donnent lieu à des calculs de taux d'incohérence qui visent à mesurer ces écarts. Ces taux sont calculés pour les canalisations (voir § ultérieur), les ouvrages collectifs de branchement, les postes de détente.

Concernant les informations cartographiques, GRDF met en place plusieurs actions pour améliorer la

précision de localisation du réseau. Ainsi, le Concessionnaire a indiqué qu'il poursuivait son projet de report de branchement en classe A. De plus, il développe un projet national METIQU afin de rapprocher la base cartographique moyenne échelle (ME) avec la base clientèle (anciennement QE).

GRDF indique que le **taux de linéaire de réseau en classe de précision A** au titre de la réglementation relative aux travaux à proximité des réseaux souterrains à fin 2022, est de **72 % en zone urbaine** et de 74 % en zone rurale.

De plus, GRDF a communiqué les données suivantes pour l'exercice 2022 :

- le taux de canalisations de réseau en classe de précision A par commune,
- le linéaire de canalisations non classé en classe A, 71 km en zone urbaine et 644 km en zone rurale, cette donnée est communiquée pour la première fois.
- le nombre de branchements de type « rattachement fictif PDR » par concession⁵³.

3. Taux d'incohérence des canalisations

Les bases de données technique (SIG) et comptable (MANDARIN) peuvent présenter des écarts relatifs aux ouvrages qu'elles recensent⁵⁴.

GRDF calcule un taux d'incohérence concernant les canalisations sur le flux, le taux est calculé sur les 4 dernières années glissantes, y compris l'année en cours (prise en compte des années N à N-3) et sur le stock, le taux est calculé alors sur toutes les années de mise en service, hors l'année en cours⁵⁵. Ces taux sont basés sur la somme des écarts absolus de longueur constatés sur une combinaison "INSEE + Année de MES + Code matière + Code diamètre", rapportée à la somme des longueurs de l'inventaire comptable et de l'inventaire technique.

Sur l'ensemble des concessions, le **taux d'incohérence calculé sur le flux par GRDF** est stable à fin avril 2022 (0,90%) par rapport à fin avril 2021 (0,89%). **Le taux d'incohérence sur le stock diminue**, passant de 5,41% à fin 2021 à 5,25% à fin 2022.



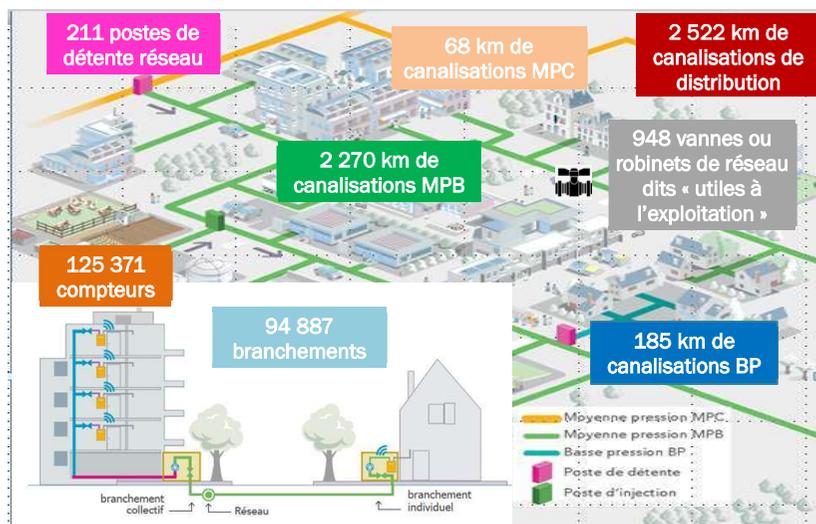
Il est à noter que le calcul mis en œuvre pour le taux d'incohérence sur le flux ne correspond pas à la méthode prévue dans le modèle de cahier des charges qui exclut l'année N-1. La méthode de calcul du taux d'incohérence sur le stock devra être fiabilisée, notamment pour la prochaine convention de concession.

⁵³Ces branchements ne sont pas positionnés historiquement dans le SIG, mais ils sont localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE (point de comptage et d'estimation). La position géographique et les caractéristiques à l'inventaire de ces branchements sont à préciser. Cf. sous partie 7 de la partie 3 pour l'évolution du taux de branchements fictifs.

⁵⁴Ces écarts peuvent porter sur les quantités, les années de mise en service, la localisation, le diamètre, la matière, etc. GRDF suit ces écarts entre ces deux bases (écarts SIG/Mandarin) et travaille à les réduire, en priorisant le traitement des écarts sur le flux et en particulier, ceux avec de grandes longueurs. Il a la même approche pour le stock.

⁵⁵ Il est à noter que les taux d'incohérence sur le stock fournis par le Concessionnaire n'ont pas été calculés sur la même base à chaque mission de contrôle. Le Concessionnaire a donc fourni un taux d'incohérence sur le stock corrigé pour les données 2021 et 2022 sur la base indiquée ci-dessus.

4. Le stock des ouvrages concédés

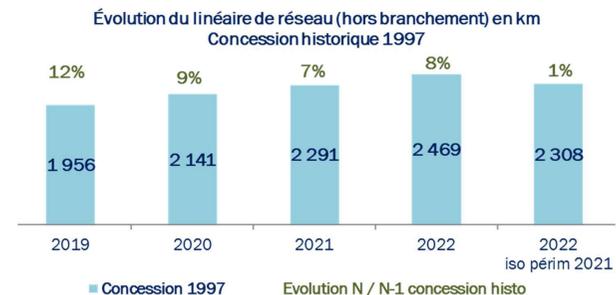


Au terme de l'exercice, le réseau de distribution public de gaz géré par GRDF sur l'ensemble des concessions est composé de :

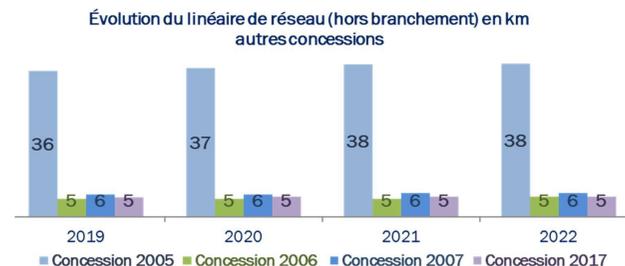
- **2 522 km de canalisations de distribution** (hors canalisations de branchement), répartis en différentes pressions :
 - o 68 km de canalisations en MPC,
 - o 2 270 km de canalisations en MPB,
 - o et 185 km de canalisations en BP.
- **211 postes de détente réseau** permettant d'abaisser la pression (de MPC à MPB ou de MPB à BP),
- **948 vannes actives ou robinets de réseau** (organes de coupure) dits « utiles à l'exploitation » utilisés pour interrompre l'alimentation en gaz lors d'incidents ou de travaux,
- **94 887 branchements**,
- **125 371 compteurs** permettant la mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur.

Le coffret de branchement est l'équipement (boîte rectangulaire en résine beige) abritant le compteur, l'organe de coupure et éventuellement le dispositif détenteur/régulation. Il est généralement installé en limite de propriété.

5. Évolution des linéaires, composition et pressions



En 2022, le linéaire de réseau de la concession historique augmente de **178 km, soit 8 %** par rapport à 2021. Cette augmentation est liée à **l'extension de son périmètre. A périmètre constant, l'augmentation aurait été de 18 km (1 %).**

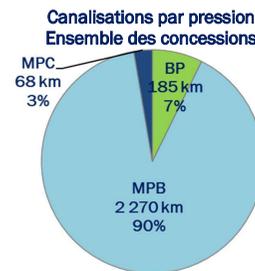


Le linéaire de réseau des autres concessions progresse de 1,4 %.

Sont concernées par cette augmentation :

- la concession 2005 avec 300 m de canalisations créées (0,7 % par rapport à 2021) sur les communes de Bénouville et Bretteville l'Orgueilleuse (Thue et Mue) ;
- et la concession 2006 (Maltot) avec 500 m de canalisations créées (11 % par rapport à 2021).

Les linéaires des concessions 2007 et 2017 **n'ont pas évolué en 2022**. Le linéaire de la **concession 2017 n'a pas évolué** depuis 2020.



Le réseau de gaz naturel est composé majoritairement (68 %) de canalisations **en polyéthylène** et pour 29 % de canalisations en acier. Le reste (3 %) est composé de fonte, de cuivre, etc.

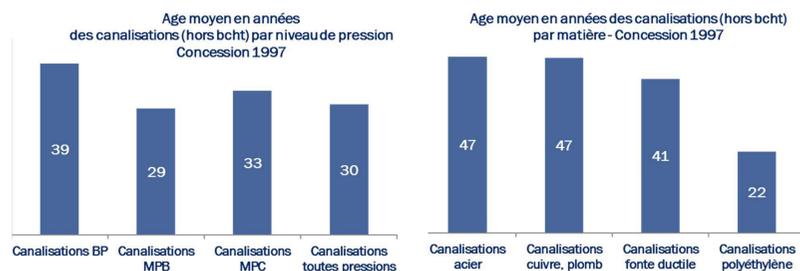
Il est constitué majoritairement de canalisations de moyenne pression de type B (90 %, 2 270 km). Seul le réseau de la concession historique présente d'autres types de pression : MPC pour 68 km (3 % de l'ensemble) et BP pour 185 km (7 % de l'ensemble). Cette part de canalisations basse pression (BP) est plus importante que la moyenne nationale (5 % au 31/12/2018). Toutes les canalisations en basse pression sont considérées comme pérennes par GRDF.

6. L'âge moyen des canalisations

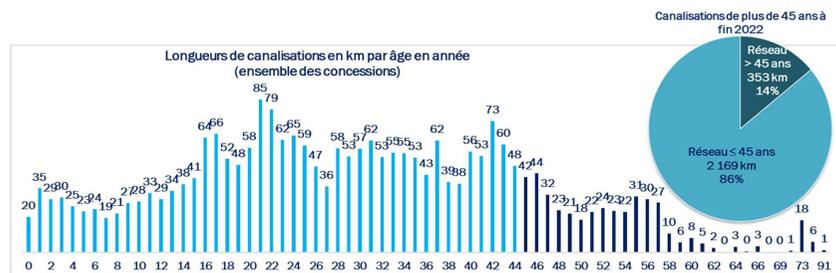
Âge moyen des canalisations en année par concession	Âge moyen
Concession 1997	30,0
Concession 2005	13,3
Concession 2006 Maltot	12,7
Concession 2007	14,5
Concession 2017 Baron-sur-Odon	4,2
Ensemble des concessions	29,6

L'âge moyen des réseaux des concessions est bas. Il atteint 29,6 ans au terme de l'exercice pour l'ensemble des concessions et 30 ans pour la concession historique. Il augmente lentement et régulièrement chaque année.

39 % des communes de l'ensemble des concessions ont un réseau dont l'âge moyen est supérieur à 30 ans.



Le réseau basse pression (BP) reste le réseau dont l'âge moyen est l'un des plus élevés avec le réseau moyenne pression MPC (entre 4 bar et 25 bar), respectivement 39 et 33 ans.



Les réseaux de plus de 45 ans, réseaux complètement amortis, représentent :

- 14 % du linéaire total à fin 2022,
- 18 % du linéaire de réseau moyenne pression C (MPC),
- et 31 % de celui de basse pression (BP).

En 2022, la quantité de réseau de plus de 45 ans (posés avant 1977) progresse de 15 % pour atteindre 353 km. L'ensemble de ces canalisations est posé sur la concession historique. À isopérimètre 2021, ce linéaire aurait augmenté de 12 % avec 345 km.

Ils sont composés en quasi-totalité de canalisations en acier (96 %).

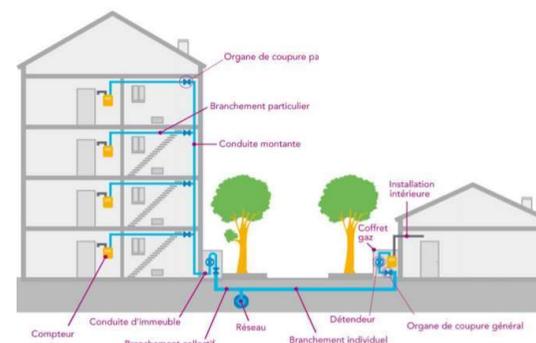
Un volume important de canalisations approche de l'échéance des 45 ans. Ainsi, 290 km de canalisations ont entre 40 et 44 ans au terme de l'exercice sur le périmètre de la concession historique.

Le Concessionnaire a communiqué les durées de vie technique de certains ouvrages. Selon les données des fichiers techniques, plusieurs ouvrages dépassent leur durée de vie technique : 131 km de canalisations de distribution, 4 km de canalisations de branchements et 2 345 branchements collectifs.

Ces ouvrages représentent 23 % des canalisations de distribution en acier mises en service avant 1980, 17 % des canalisations autres qu'acier et polyéthylène, 53 % des canalisations de branchements individuels mises en service avant 1980 et 91 % des branchements collectifs mis en service avant 1980.

Le SDEC ÉNERGIE attend les études détaillées prouvant que ces ouvrages ne sont pas plus incidentogènes que les autres et à défaut, un programme de renouvellement spécifique de ces ouvrages de la part du Concessionnaire.

7. Les branchements



- Les bases de données technique, comptable et cartographique présentent des écarts.
- GRDF ne communique plus les données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs ».

Au préalable, quelques éléments de précision :

- Le **branchement** désigne l'ouvrage assurant la liaison entre la canalisation de distribution publique et les installations intérieures.
- Le **branchement individuel (BRI)** dessert une seule installation.
- Le **branchement collectif (BRC)** dessert deux installations intérieures ou plus. Il comporte d'une part, la liaison entre la canalisation publique et l'organe de coupure général de l'immeuble et d'autre part, les installations à usage collectif (conduite d'immeuble, conduite montante, conduite de coursive, nourrice de compteurs et branchements particuliers) comprises entre l'organe de coupure général inclus et les compteurs individuels inclus ou, à défaut de compteurs individuels, les organes de coupure individuels inclus.
- Les **branchements particuliers (BRPart)** sont les ouvrages situés entre les installations communes à la desserte de plusieurs logements et le compteur individuel ou, en l'absence de compteur, l'organe de coupure individuel.
- La **conduite d'immeuble (CI)** est la partie pénétrante du réseau dans l'immeuble.
- La **conduite montante (CM)** est une conduite intérieure qui suit les étages et se situe dans les communs des immeubles.
- Le **branchement fictif** concerne un PCE (point de comptage et d'estimation) pour lequel le

branchement n'a pas été tracé et rattaché à la canalisation. Ils sont localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE. Lors des travaux de renouvellement, si le branchement ne consomme pas, il est déposé. Dans le cas contraire, il est tracé en cartographie et rattaché à la canalisation.

Ensemble des concessions		
Base cartographique	Base technique	Base comptable
Branchements localisés en service :	94 887 branchements , dont :	93 013 branchements , dont :
23 761 branchements individuels	- 70 321 branchements dits « fictifs », - 24 566 branchements hors « fictifs »	- 84 999 branchements individuels,
2 433 branchements collectifs	7 967 branchements collectifs : - 7 309 conduites d'immeuble, - 8 266 conduites montantes (6 278), nourrices (1 977) et tiges cuisine (11), - 828 conduites de coursives, - 65 849 branchements particuliers.	- 8 014 branchements collectifs : - 7 454 conduites d'immeubles, - 8 502 conduites montantes, nourrices et tiges cuisine.

En 2022, on comptabilise **94 887 branchements** en base technique et **93 013 branchements** en base comptable.

La base cartographique localise **23 761 branchements individuels** et **2 323 branchements collectifs** en service.

L'écart important entre le nombre de branchements reportés dans la base cartographique et les autres bases s'explique **au vu des obligations du Concessionnaire en termes de report en cartographie des branchements**.

En effet, c'est l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, qui a imposé à **GRDF de reporter en cartographie les branchements tout en limitant cette obligation aux branchements mis en service après le 20 août 2000 (article 15)**.

Par ailleurs, GRDF n'a mis en œuvre cette obligation que tardivement (2011/2012),

Ainsi donc ne sont reportés en cartographie que les linéaires des branchements réalisés, renouvelés ou modifiés depuis cette période.

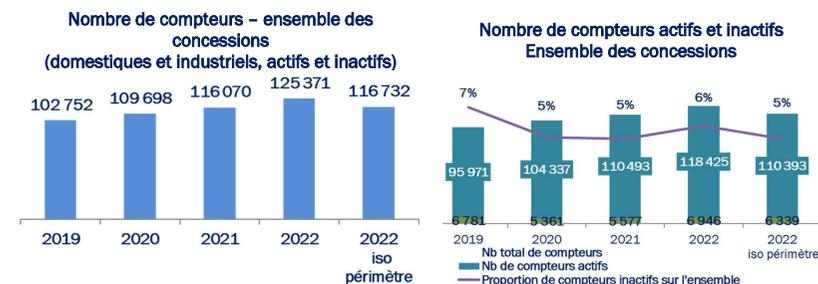
 Il est à noter qu'antérieurement, le Concessionnaire reportait en cartographie les branchements fictifs sur la base de l'adresse du PCE, ce qui n'est plus le cas : Le Concédant sollicite à nouveau la production de cette donnée.

En base technique, sont comptabilisés les longueurs de branchements géolocalisés et leur nombre (depuis 2010/2011) ainsi que le nombre de branchements dits « fictifs » (branchements localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE).

En base comptable, GRDF **immobilise les branchements en nombre**. Une évolution de la longueur graphique d'un branchement en cartographie n'a donc pas d'influence sur la mise à jour des bases comptables.

 **Toutes concessions confondues, le taux de branchements fictifs est 74 % dans la base de données techniques. Ce taux décroît logiquement, mais très lentement.** Il varie selon les concessions : Il est de près de 74 % des branchements pour la concession historique, 19 % pour la DSP 2005, 10 % pour la DSP 2006 (Maltot), 7 % pour la DSP 2007 et nul pour la DSP 2017 (Baron-sur-Odon).

8. Les compteurs



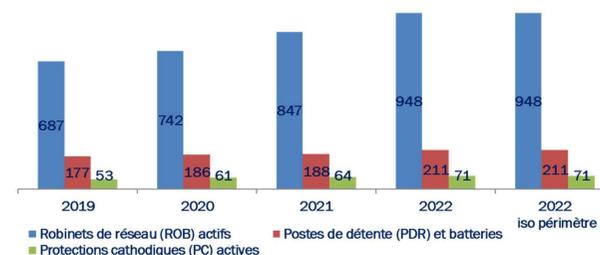
L'ensemble des concessions comptabilise en 2022 **125 371 compteurs**⁵⁶, en augmentation de 8 % par rapport à l'année précédente (0,6 % à isopérimètre 2021) :

- 99 % des compteurs appartiennent à la concession historique.
- 3 220 compteurs sont des compteurs industriels.
- 13 517 compteurs sont indiqués inaccessibles à la relève (11 %).
- 6 % des compteurs sont inactifs, contre 5 % en 2021. Les compteurs inactifs accessibles sont déposés et non remplacés dans le cadre du déploiement du compteur communicant Gazpar.
- 1,1 % des compteurs domestiques ont plus de 20 ans et 2,7 % des compteurs industriels ont plus de 15 ans, leur durée de vie comptable.

Pour ce qui concerne le déploiement du compteur Gazpar, le lecteur se reportera utilement à la 7^{ème} sous partie de la partie I du présent rapport (Déploiement des compteurs communicants) et à la 4^{ème} sous partie de la partie V (La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : les compteurs en comptabilité).

9. Les autres ouvrages

Autres éléments du réseau en nombre – ensemble des concessions



 L'inventaire technique des robinets de réseau⁵⁷ précise, par commune, le nombre de robinets utiles à l'exploitation, mais n'en distingue plus les classes de sensibilité. Cependant, il indique le nombre de robinets non utiles à l'exploitation (robinets de classe 4). Seuls les robinets utiles à l'exploitation sont contrôlés (robinets de classes 1, 2 et 3). **Le Concédant sollicite à nouveau la production de cet inventaire avec la classe de sensibilité des robinets utiles à l'exploitation.**

⁵⁶ Le compteur est l'appareil de mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur. Il se trouve dans le coffret de branchement qui est l'équipement (boîte rectangulaire en résine beige) abritant le compteur, l'organe de coupure et éventuellement le dispositif de détente/régulation. Ce coffret est généralement installé en limite de propriété. Un compteur est inactif lorsqu'il n'enregistre pas de consommation depuis plus d'un an.

⁵⁷ Les robinets de réseau (vannes) sont des organes de coupure qui permettent la modification de la distribution du gaz à travers le réseau et l'arrêt de la fourniture de certaines canalisations en cas d'urgence. Ils sont répartis selon 4 classes de sensibilité qui déterminent le rythme et les actions de maintenance.

Le nombre et l'emplacement des organes de coupure dans la structure des réseaux relèvent des décisions du Concessionnaire **pour garantir la sécurité des personnes et des biens tout en préservant la continuité de la fourniture du gaz à la clientèle** (RSDG 14).

Pour ce faire, le Concessionnaire met en œuvre depuis 2009 le **schéma de vannage**, par lequel il choisit de reclasser de nombreux robinets de réseau actifs (classes de sensibilité 1 à 3) en robinets de réseau inactifs (classe 4) afin d'optimiser l'exploitation des robinets de réseau.

Cette politique a induit la requalification en "robinets non utiles à l'exploitation" de 1 011 vannes sur 1 959 entre 2008 et 2021. **Au terme de l'exercice, 10 communes n'ont plus de robinets utiles à l'exploitation sur leur territoire.**

En moyenne, une vanne (robinet de réseau) est installée en 2022, tous les 2,7 km de réseau (contre 579 m en 2008) et pour 129 usagers (contre 31 en 2008). Le seuil maximal que s'est fixé GRDF est de 500 clients par robinet de réseau.

GRDF a précisé que les robinets de réseau qui deviennent "non utiles à l'exploitation" ne sont pas déposés. Ils deviennent du "tube" et ne sont plus concernés que par la détection de fuite (RSF) en opération de maintenance. Le Concessionnaire fait évoluer régulièrement le schéma de vannage. L'implantation des robinets est décidée, entre autres, en prenant en compte les retours d'expérience issus des opérations d'exploitation et de maintenance (analyse des défaillances constatées).

Le Concessionnaire **remet alors en exploitation** des robinets de réseau qui étaient "non utiles à l'exploitation". En 2022, **24 vannes** ont été remises en exploitation ou créées sur 23 communes.

Sur le département du Calvados, les postes de détente⁵⁸ sont équipés d'ouvrages de télésurveillance. L'ensemble des **211 postes de détente réseau** (PDR) est localisé sur la concession historique.

 **Le linéaire d'acier sans protection⁵⁹** est de 8,9 km en 2022 (1,2 % du linéaire de canalisations en acier), **en augmentation** de 4 % par rapport à 2021. Cette augmentation est liée à l'élargissement du périmètre de droits exclusifs de GRDF (en diminution de -7 % à périmètre 2021). L'ensemble des canalisations en acier non protégé se situent sur la concession historique et 98 % de ces canalisations sont en basse pression (BP).

10. Bilan de la partie ouvrages



Points forts

- Âge moyen des canalisations de réseau (29,6 ans).
- Légère baisse de la proportion de branchements dits « fictifs ».
- La communication, par commune, du taux de canalisations de réseau en classe de précision A et le linéaire de canalisations non classé en A.
- Le linéaire d'acier sans protection en diminution à périmètre constant.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller (données 2023)

- Surveiller le volume des ouvrages dépassant leur durée de vie technique.
- Fiabiliser les bases du calcul et poursuivre la résorption du taux d'incohérence entre les bases technique (SIG) et comptable (MANDARIN) sur les prochaines missions de contrôle.

Points en attente (données 2023)

- Communiquer des identifiants uniques permettant d'identifier un même ouvrage dans les différentes sources de données communiquées (bases technique, comptable, cartographique).



Points faibles ou en attente récurrente

- Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs » et des classes de sensibilité des robinets de réseau actifs.

⁵⁸ Les postes de détente sont des appareils permettant d'abaisser la pression du gaz distribué par un réseau général à des niveaux de pression utilisables par les différents types de clients : domestique, tertiaire, industriel.

⁵⁹ Les protections cathodiques servent à protéger de la corrosion les canalisations enterrées en acier. Les 71 équipements de protection cathodique active sont les postes de soutirage, les postes de drainage et les anodes galvaniques. Les tronçons de réseau non équipés de protection cathodique doivent faire l'objet d'un contrôle spécifique : ils doivent être contrôlés tous les ans par le Concessionnaire dans le cadre de la recherche systématique de fuites.

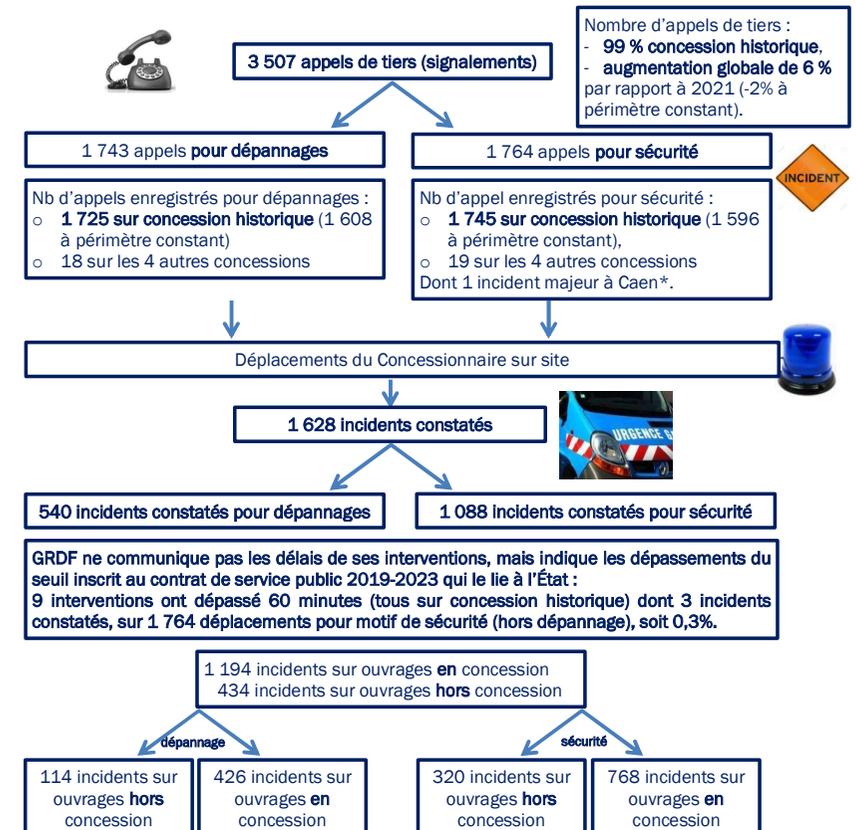
IV – LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

Les Concessionnaires exploitent les réseaux de distribution de gaz à leurs risques et périls, tout en devant se conformer à certaines exigences réglementaires et contractuelles dans les domaines de la qualité de fourniture et de la sécurité.

Le contrôle des concessions, pour la partie « QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ » porte sur l'analyse d'informations variées, portant sur :

- Les incidents constatés (incidents courants et majeurs, dommages occasionnés par des tiers...)
- Le traitement de ces incidents (durées d'intervention des entreprises de maintenance, traçabilité, analyse)
- Les caractéristiques du gaz distribué (pouvoir calorifique, odorisation, pression)
- La prévention (surveillance des réseaux, vérifications périodiques des compteurs)
- ...

1. Signalements et incidents



* Incident majeur le 09/11/2022 à Caen : fuite de gaz sans incendie ni explosion, à la suite de dommage sur un accessoire de raccordement lors de travaux, avec 500 usagers coupés.

Le Concessionnaire enregistre les appels reçus (signalements) via sa ligne téléphonique Urgence Sécurité Gaz. L'analyse de l'appel permet à GRDF de déclencher une intervention de dépannage ou d'urgence pour motif de sécurité.

Ensuite, le Concessionnaire enregistre s'il s'agit ou non d'un incident (l'intervention sur site peut conclure à l'absence de tout incident) ainsi que, le cas échéant, les détails de l'incident constaté : constat à l'intervention, nature de l'incident, siège du défaut, si l'ouvrage concerné est ou non en concession, pression de l'ouvrage, équipement en défaut ou endommagé, cause de l'incident, nb de clients coupés, etc.

Le nombre des appels de tiers enregistrés sur la ligne Urgence Sécurité Gaz et le nombre d'incidents enregistrés par le Concessionnaire fluctuent d'une année à l'autre. Le nombre d'appels est en augmentation de 6 % par rapport à 2021 (-2% à périmètre constant). 99 % des appels concernent la concession historique.

Le nombre d'incidents enregistrés en 2022 sur les territoires des concessions a augmenté de 2 % par rapport à 2021 (et baissé de 6% à périmètre constant).

La proportion du nombre d'incidents au regard du nombre des appels de tiers enregistrés diminue de 49 % à **46 %**.

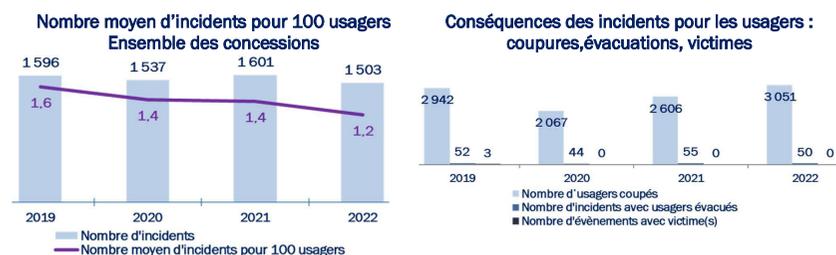
La proportion d'incidents localisés sur les ouvrages des concessions fluctue depuis de nombreuses années entre 75 % et 80 % du total des incidents. Elle **augmente en 2022 : 73 % des incidents sont localisés sur des ouvrages des concessions**.

Le Concessionnaire a pour engagement de contrat de service public 2019-2023 d'intervenir en moins de **60 minutes dans plus de 96 % des cas**. GRDF refuse de communiquer sur ses délais d'intervention précis pour chaque incident, cependant, il transmet le nombre d'incidents pour lesquels l'intervention a dépassé les 60 minutes.

En 2022, GRDF indique **3 incidents pour lesquels l'intervention a dépassé 60 minutes** (hors dépannage), contre 5 en 2021. Cela représente 0,3 % des incidents constatés avec intervention de sécurité du Concessionnaire (hors interventions pour dépannage).

À la maille du département, le Concessionnaire précise qu'il arrive sur les lieux de l'incident en moins de **60 minutes pour 99,5 % de ses interventions pour motif de sécurité**.

2. Les conséquences des incidents pour les usagers



Le nombre moyen d'incidents pour 100 usagers diminue à **1,2 en 2022**.

Le nombre total d'usagers coupés varie fortement d'une année à l'autre. Entre 2021 et 2022, il a augmenté de 17 %. Sur cette même période, le nombre d'incidents ayant nécessité l'évacuation d'usagers a diminué (95 %), passant de 55 à 50.

Aucun incident "gaz" avec victime(s) n'est à déplorer depuis 2020.

Le délai d'interruption du flux gazeux⁶⁰ est de **68 minutes** en 2022 pour le département du Calvados, contre 69 en 2020, en diminution de **1 %**. Ce délai est inférieur à celui observé en 2018 et 2019.

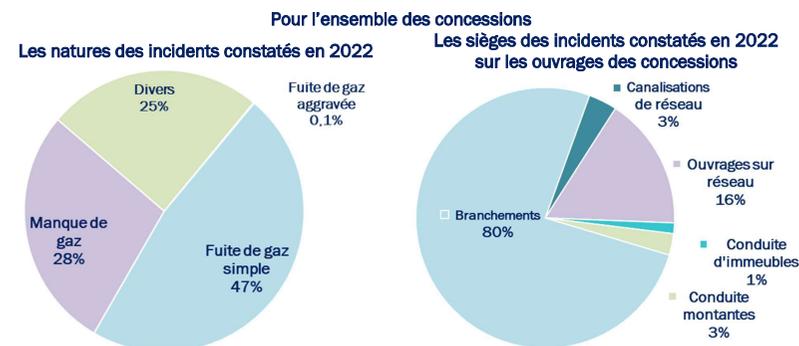
GRDF ne communique plus ce délai à la maille des concessions du SDEC ENERGIE depuis 2 exercices⁶¹. Pour les données 2022, le Concessionnaire n'a pas communiqué ce délai pour les 17 fuites concernées.

Le Concessionnaire ne communique pas sur le suivi de réalimentation des usagers.

⁶⁰Le délai d'interruption du flux gazeux comptabilise le temps écoulé entre l'appel du client et l'arrêt effectif du flux gazeux sur les lieux de l'incident. GRDF précise que le suivi du délai « d'interruption du flux gazeux » (ou d'arrêt du flux gazeux - AFG) en cas de fuite sur la voie publique permet de mesurer à la fois l'efficacité de l'organisation, des moyens engagés et des décisions prises, ainsi que la qualité de la maintenance des robinets de sectionnement. Le Concessionnaire a ajouté dans le CRAC, depuis l'exercice 2020, que le suivi de cet indicateur à la maille des concessions du SDEC ENERGIE concernait les fuites sur les ouvrages enterrés traités en "Procédure Gaz Renforcée".

⁶¹En 2020, le délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ENERGIE était de 40 minutes pour les fuites traitées en "Procédure Gaz Renforcée" (PGR) sur l'ensemble des concessions.

3. Natures, sièges et causes des incidents



La plus grande partie des incidents constatés par GRDF **sont des fuites de gaz sans incendie ni explosion** (47% des incidents sur ouvrages en concession) et près d'un tiers sont dus à un manque de gaz ou à un défaut de pression (baisse ou excès) sans fuite.

Les fuites aggravées sont des fuites avec incendie et/ou explosion.

Les incidents sont principalement localisés sur les branchements. Après deux années consécutives de diminution, le nombre d'incidents sur branchements augmente. En 2022, la hausse est de 4% par rapport à 2021. La proportion des incidents sur branchements est depuis 2015 aux environs des trois-quarts de l'ensemble des incidents constatés sur les ouvrages en concession, hors 2019 et 2020. La proportion des incidents constatés sur conduites montantes ou d'immeuble est de 4% en 2022 (3% en 2021).

Pour mémoire, les ouvrages sur réseau sont les postes DP, tiges cuisine, protections cathodiques, robinets de réseau, etc.

Les principales causes des incidents constatés sont en 2022 :

- **l'usure ou la rupture de pièces (47%)** - environ la moitié des incidents constatés sur ouvrages en concession depuis 2012,
- les déclenchements intempestifs de dispositifs de sécurité (14%),
- les fausses manœuvres et erreurs (10%),
- les dommages provoqués par des tiers (hors travaux) (7%),
- et les blocages de matériels (9%).

Les 2 premières causes sont les plus rencontrées depuis 2012 et les 3 premières représentent environ 70% des incidents depuis 2018.

Le Concedant relève que le Concessionnaire doit agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (47% des causes) et pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (80% des sièges).

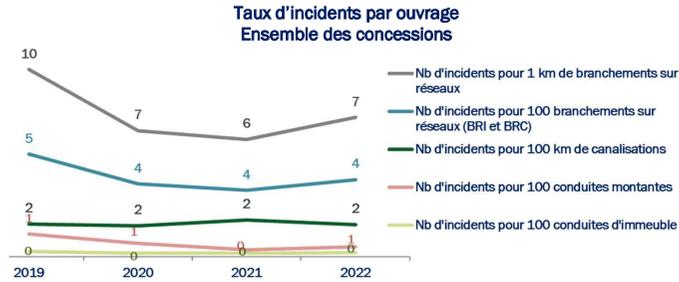
La commune de Caen totalise **25%** des incidents constatés par GRDF en 2022 sur des ouvrages en concession.

Sur 97 communes concernées par des incidents sur branchement, 5 communes en totalisent 35% : Bayeux (3%), Caen (20%), Hérouville-Saint-Clair (3%), Lisieux (5%), Trouville-sur-Mer (4%) et Vire (3%).

4. Les taux d'incidents et de fuites sur les canalisations

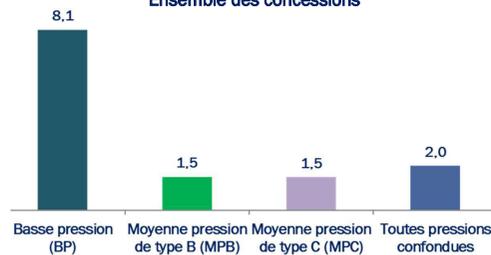


Les taux d'incidents⁶² par type d'ouvrages sont bas et stables, sauf pour le taux d'incidents sur linéaire de branchements. Le taux moyen d'incident par kilomètre de branchement est de d'environ **7 incidents par kilomètre de branchement depuis 2020**. Il est très largement supérieur aux autres taux d'incidents qui sont calculés pour 100 unités.



GRDF a enregistré **43 incidents sur les canalisations en 2022**, tous localisés sur la concession historique. Le taux des incidents localisés sur les canalisations de réseau présente des variations importantes selon le type de pression des réseaux sur lesquels ils sont localisés. Le taux d'incidents sur canalisations en 2022 retrouve le niveau observé de 2018 à 2020. Le taux d'incident observé sur les canalisations moyenne pression de type C (MPC) montre des fluctuations importantes selon les années du fait du très faible linéaire de réseau concerné (68 km en 2022).

Taux d'incidents localisés sur les canalisations de réseau par pression et pour 100 km Ensemble des concessions



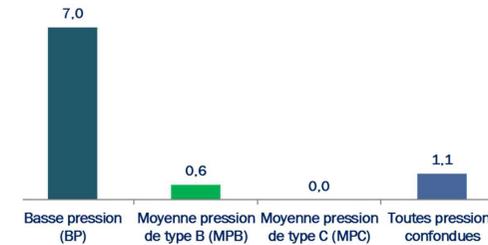
Le taux d'incidents sur canalisations **basse pression rapporté à 100 km de réseau est à 8,1**. Il est toujours élevé par rapport à celui observé sur les autres pressions (près de cinq fois supérieur à la moyenne du réseau et sept fois celui observé sur les canalisations MPB). Le nombre d'incidents sur les canalisations BP représente 35 % de l'ensemble des incidents sur canalisations alors même que ce réseau ne représente que 7 % du linéaire de la concession historique. Le réseau basse pression est le réseau le plus incidentogène et dont l'âge moyen (39 ans) est l'un des plus élevés.

Au niveau national, le Rapport du CGE et du CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel (Janvier 2020 p. 40) souligne que ce type de réseau présente des taux de fuite environ 30 fois plus élevés que les canalisations moyenne pression.

Le Concedant rappelle donc ses demandes relatives d'une part, **au renouvellement des linéaires de réseaux basse pression et d'autre part, à la communication des études techniques permettant d'établir l'absence**

d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'arrivée en fin de vie des équipements. Pour mémoire, le Concessionnaire a précisé qu'un programme de suppression des canalisations en basse pression est mis en place au niveau national, mais que le territoire du Calvados n'est pas concerné à court terme par celui-ci.

Taux de fuites localisées sur les canalisations par pression et pour 100 km Ensemble des concessions



Le Concedant calcule le nombre de fuites constatées sur les canalisations de réseau pour 100 km de réseau et par pression.

En 2022, sur l'ensemble des concessions, toutes pressions confondues, on observe en moyenne 1,1 fuite pour 100 km de réseau.



Le taux de fuites sur les canalisations en basse pression est 11 fois plus élevé (BP : 7%) que sur celles en moyenne pression de type B (MPB : 0,6%).



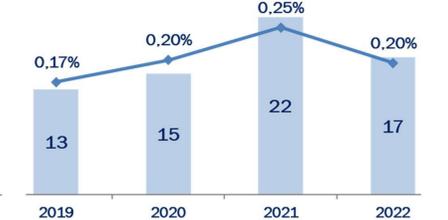
Le Concedant souligne la nécessité de réduire le stock de canalisations en basse pression compte tenu de leur caractère incidentogène.

5. Le taux de dommages aux ouvrages

Nombre et taux de dommages aux ouvrages enterrés liés à des travaux de tiers - ensemble des 5 concessions - calcul du SDEC ENERGIE



Nombre et taux de fuites de nature 'dommages aux ouvrages' enterrés liés à des travaux de tiers ensemble des 5 concessions



Le Concedant suit deux indicateurs depuis l'entrée en vigueur de la réglementation anti-endommagement des ouvrages. Rappelons que cette réglementation concerne la préparation et la mise en œuvre de travaux à proximité des réseaux.

Ces indicateurs sont :

- Le **taux de dommages aux ouvrages** dus à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT qui est le ratio du nombre de dommages subis par les ouvrages enterrés exploités par GRDF liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT sur le nombre de DICT reçues, sur périmètre des ouvrages gaz.

⁶² Le taux d'incidents correspond à un nombre d'incidents pour une quantité particulière d'ouvrages.

- Le **taux de fuite sur ouvrages** liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT qui est le ratio du nombre de fuite à la suite de dommages subis par les ouvrages enterrés exploités par GRDF liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT, sur le nombre de DICT reçues sur périmètre des ouvrages gaz.

Le taux de dommages aux ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT fluctue. En 2022, **il est à 0,33%, comme en 2019**. Depuis 2017, les dommages aux ouvrages "gaz" ont lieu sur la concession historique. En 2022, 40 dommages aux ouvrages ont été recensés, dont 29 sur ouvrages enterrés. Parmi ces derniers, 17 dommages présentaient des fuites.

 Le taux de fuite sur ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT prend en compte uniquement les dommages avec fuites sur ouvrages enterrés. Sur cette base, le taux est de **0,20% en 2022, comme en 2020**, contre 0,25% en 2021.

Il est à noter que parmi les dommages avec fuites sur ouvrages enterrés, 12% ont concerné des **ouvrages non reportés en cartographie**.

Afin de diminuer les dommages aux ouvrages, le Concessionnaire poursuit ses actions de prévention :

- Formations chez les entreprises,
- Visites de chantiers tiers par des préventeurs externes sous contrat GRDF,
- Information systématique de constat terrain sur chantiers sous maîtrise d'ouvrage des collectivités locales pour rencontre de la collectivité concernée,
- Réalisation de visite systématique "post-dommage".

6. Bilan de la partie qualité - sécurité



Points forts

- Aucun incident "gaz" avec victime(s) n'est à déplorer depuis 2020.
- Les taux d'incidents par type d'ouvrages sont bas et assez stables, à l'exception de ceux relatifs aux branchements et aux canalisations basse pression.
- Les taux de fuites par type d'ouvrages sont en baisse pour les branchements individuels, les branchements particuliers, les colonnes d'immeuble et les colonnes montantes.
- Le délai d'interruption du flux gazeux pour le département du Calvados qui a diminué en 2022 (68 minutes).
- Le taux de fuites dues à des dommages aux ouvrages liés à des chantiers relevant de la réglementation DT/DICT diminue.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller (données 2023)

- Le nombre d'incidents majeurs.

Points en attente (données 2023)

- Agir pour diminuer la cause d'incident « usure ou rupture de pièces » (47 % des causes).
- Agir pour diminuer le nombre d'incidents sur les branchements (80 % des sièges).
- Réduire le stock de canalisations en basse pression incidentogènes.
- La communication du délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE.



Points faibles ou en attente récurrente

- Le taux d'incidents sur canalisations BP est 7 fois supérieur à celui sur canalisations MPB et le taux de fuites des canalisations BP est 11 fois supérieur.

V – LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

1. Quelques éléments de compréhension préalable

Les biens utiles à la concession par typologie	Définitions	Les ouvrages
Biens de retour ou biens concédés	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles indispensables à l'exécution du service public et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de concession.	- les canalisations de réseau, - les postes de détente, - les ouvrages de raccordement, - les protections cathodiques, - les compteurs individuels, - les postes de livraison clients - les postes d'injection
Biens propres ou biens mutualisés	Les biens propres qui restent la propriété du délégant , sauf accord particulier entre les parties	Tous les ouvrages qui ne sont ni des biens de reprise ni des biens de retour
Biens de reprise	Il s'agit ici des biens qui n'ont pas été remis par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public . Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du concessionnaire. Ils peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat	Le mobilier et les approvisionnements affectés au service concédé ainsi que les autres biens figurant à l'inventaire des biens de reprise.

La valeur brute	La valeur brute d'un ouvrage correspond à sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable et plus particulièrement à son coût d'acquisition si l'ouvrage a été acquis à titre onéreux, à son coût de production s'il a été produit par l'entreprise, ou à sa valeur vénale s'il a été acquis à titre gratuit.
La valeur nette comptable	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements (diminution de valeur). Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC) la formule de calcul est plutôt simple : VNC = Prix d'achat HT – amortissements.

2. La valeur brute des ouvrages utiles aux concessions

Depuis 2015, GRDF communique la valeur brute :

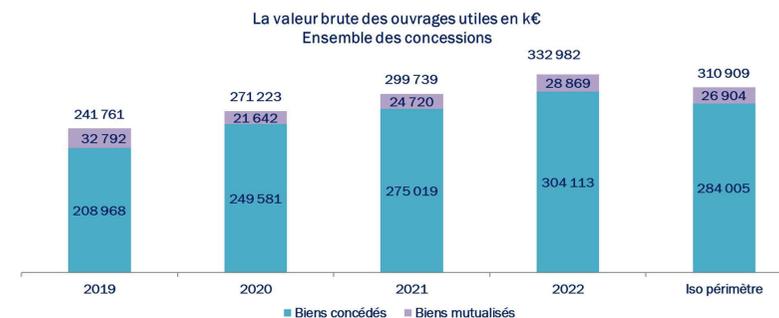
- des biens de retour (aussi appelés biens concédés),
- des biens de reprise et des biens propres, identifiés jusqu'en 2019 sous le vocable "autres biens".

Pour la première fois en 2020, les autres biens ont été dénommés « **biens mutualisés** » dans les données comptables communiquées par GRDF. Cette dénomination fait écho à la décision du Conseil d'État du 11 mai 2016 qui a précisé qu'un concessionnaire avait la possibilité d'affecter un bien simultanément à l'exploitation de plusieurs concessions de distribution d'énergie **de tels biens dans ce cas devant demeurer la propriété du Concessionnaire** afin de lui permettre d'assurer ses missions de maintien de la cohérence du réseau et de péréquation des tarifs.

Les biens mutualisés sont donc des biens propres et non des biens de reprise. Or, GRDF rassemble ces deux typologies d'ouvrages sous cette dénomination. Le concédant relève qu'en principe les biens de reprise constituent une catégorie spécifique d'ouvrages.

Cette présentation est donc critiquable. La portée de cette remarque est limitée dans un contexte où GRDF est appelé à se succéder à lui-même (concession historique), néanmoins pour ce qui concerne les concessions mises en concurrence, cet état de fait est plus **gênant**.

En 2022, la valeur brute des ouvrages utiles pour l'ensemble des concessions s'établit à **332 982 k€**. À périmètre constant, elle atteint **310 909 k€**.



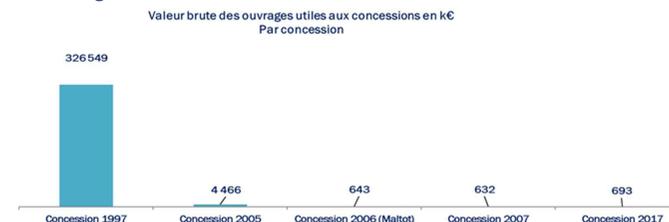
La valeur brute de ces ouvrages se répartit comme suit :

- la valeur brute des **ouvrages concédés** atteint **304 113 k€**,
- la valeur brute des **ouvrages mutualisés** est égale à **28 869 k€**.

À périmètre constant, ces valeurs sont les suivantes :

- la valeur brute des **ouvrages concédés** atteint, **284 005 k€**,
- la valeur brute des **ouvrages mutualisés** est égale à **26 904 k€**.

La valeur brute des ouvrages utiles de la **concession historique**⁶³ représente **98 %** de la valeur de l'ensemble des ouvrages des concessions.



Valeur brute des biens utiles en k€	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles	Part en %
Concession 1997	297 933	28 615	326 549	98%
Concession 2005	4 260	205	4 466	1,3%
Concession 2006	618	25	643	0,2%
Concession 2007	609	23	632	0,2%
Concession 2017	693	0	693	0,2%
Somme	304 113	28 869	332 982	

⁶³ Concession 1997 intégrant les trois conventions communales du périmètre de droits exclusifs de GRDF.

La valeur brute des ouvrages utiles **progress**e dans la quasi-totalité de ses composantes entre les deux exercices :

Évolution de la valeur brute des biens utiles en %	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles
Concession 1997	11%	17%	11%
Concession 2005	2%	11%	3%
Concession 2006	15%	10%	15%
Concession 2007	1%	11%	1%
Concession 2017	-0,1%	0%	-0,1%
Évolution d'ensemble	11%	17%	11%

Le constat **est identique** à périmètre constant, mais dans des proportions moindres pour la concession historique :

Évolution de la valeur brute des biens utiles en %	Biens concédés	Bien mutualisés	Biens utiles
Concession 1997	3%	9%	4%
Concession 2005	2%	11%	3%
Concession 2006	15%	10%	15%
Concession 2007	1%	11%	1%
Concession 2017	-0,1%	0%	-0,1%
Évolution d'ensemble	3%	9%	4%

La valeur brute des ouvrages utiles à l'ensemble des concessions progresse de **11 %**, la valeur brute des biens concédés augmente dans les mêmes proportions (**11 %**), tandis que la valeur des biens mutualisés est en hausse de **17 %**.

À périmètre constant, la valeur brute de l'ensemble des ouvrages progresse de **4 %**, la valeur brute des biens concédés augmente de **3 %**, la valeur des biens mutualisés est en hausse de **9 %**.

3. La valeur brute des biens concédés par nature de bien

La **valeur brute des ouvrages concédés** est décomposée par **nature d'ouvrages à la maille communale** dans deux fichiers : **les états d'inventaire** et le **fichier de valorisation détaillée par ouvrages (VALPAT)**.

En 2020, 2021 et 2022, la somme de valeur brute des ouvrages concédés **est différente** selon l'origine de cette donnée. Pour l'exercice 2022 :

- dans le fichier VALPAT la somme de valeur brute de ces ouvrages représente **304 113 k€**,
- dans les états d'inventaire la somme de valeur brute de ces ouvrages atteint **298 723 k€**.

L'écart constaté (5 390 k€) correspond pour 5 364 k€ à la valeur brute de **4 types d'ouvrages d'interface** usagers qui ne sont pas repris dans les états d'inventaire.



Il s'agit des typologies d'ouvrages suivantes :

- Les compteurs domestiques remplacés par GAZPAR (code QABF),
- Les compteurs domestiques non communicants (code QCGF),
- Les compteurs domestiques équipés d'un module (code QCMF),
- Les compteurs industriels (>16M3) (code QUIE),

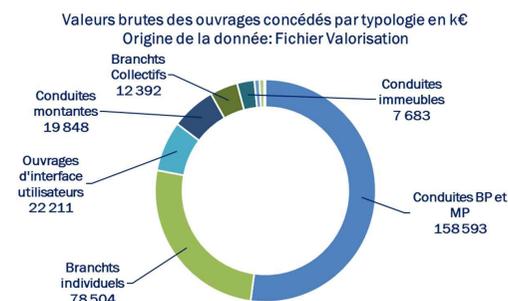
Il s'agit d'ouvrages qui sont dits « non localisés ». Ces ouvrages sont rattachés à la concession sur la base d'une clé de répartition correspondant au nombre de points de livraison à la maille nationale (PDL FR) ou régionale (PDL R). Il s'agit en pratique de compteurs qui ne sont pas suivis à la maille des concessions, mais sur une maille supra-concessive et qui sont répartis statistiquement sur les concessions. **Ces ouvrages sont en voie d'amortissement accéléré et devraient disparaître des inventaires lorsque l'ensemble des compteurs aura été remplacé par des compteurs communicants.**

L'écart de 24 k€ restant porte sur des ouvrages de protection cathodique.

Dans l'attente de cette localisation qui devrait avoir pour conséquence de créer une unicité des données communiquées, **les données relatives à la valeur brute des ouvrages concédés sont présentées ci-dessous sur la base du fichier de valorisation détaillée, puis du fichier d'inventaire.**

Le fichier VALPAT présente la répartition suivante de la valeur brute des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions :

Valeur brute des biens concédés Origine de la donnée : Fichier de valorisation	Valeur brute 2022 En k€	Évolution 2021/2022	Part	Valeur brute à iso périmètre En k€	Évolution 2021/2022
Conduites basse et moyenne pression	158 593	10%	52%	148 407	3%
Branchements individuels	78 504	8%	26%	74 434	3%
Ouvrages d'interface utilisateurs	22 211	11%	7%	20 847	4%
Conduites montantes	19 848	14%	7%	17 758	2%
Branchements collectifs	12 392	16%	4%	11 208	5%
Conduites immeubles	7 683	16%	3%	6 841	3%
Poste de détente	2 275	9%	0,7%	2 064	-1%
Protection cathodique	2 021	19%	0,7%	1 902	12%
Autres	586	27%	0,2%	544	18%
Somme	304 113	11%		284 005	3%



À la maille de chaque concession, la valeur brute des ouvrages concédés se décline comme suit :

Valeur brute des biens concédés Par concession Origine de la donnée : Fichier Valorisation En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Conduites basse et moyenne pression	154 321	2 936	382	425	529	158 593
Branchements individuels	76 865	1 106	201	172	160	78 504
Ouvrages d'interface utilisateurs	22 046	129	20	12	4	22 211
Conduites montantes	19 818	27	4			19 848
Branchements collectifs	12 335	51	7			12 392
Conduites immeubles	7 667	13	3			7 683
Poste de détente	2 275					2 275
Protection cathodique	2 021					2 021
Autres	586					586
Somme	297 933	4 260	618	609	693	304 113

Les états d'inventaires présentent quant à eux la répartition suivante de la valeur brute des ouvrages concédés pour l'ensemble des concessions :

Valeur brute des biens concédés Origine de la donnée : Fichier Inventaire	Valeur brute 2022 En k€	Évolution 2021/2022	Part	Valeur brute à iso périmètre En k€	Évolution 2021/2022
Conduites basse et moyenne pression	158 593	11%	53%	148 407	4%
Branchements individuels	78 504	8%	26%	74 434	3%
Conduites montantes	19 848	14%	7%	17 758	2%
Ouvrages d'interface utilisateurs*	16 845	12%	6%	15 847	5%
Branchements collectifs	12 392	16%	4%	11 208	5%
Conduites immeubles	7 683	16%	3%	6 841	3%
Poste de détente	2 275	9%	1%	2 064	-1%
Protection cathodique*	1 997	19%	1%	1 878	12%
Autres	586	25%	0,2%	544	16%
Somme	298 723	11%		278 981	3%

*Données en écart par rapport aux données du fichier Valorisation (VALPAT) – tableau ci-avant Valeur brute des biens concédés - Origine de la donnée : Fichier de valorisation

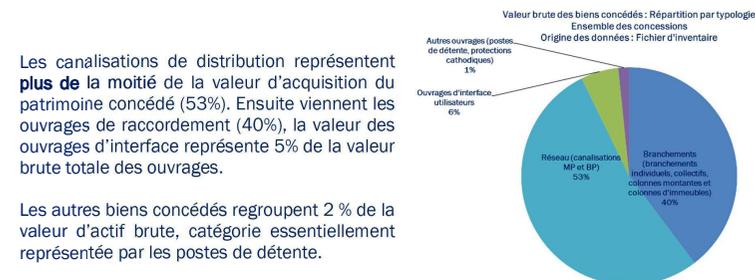
La valeur brute des biens concédés pour l'ensemble des concessions est évaluée dans les états d'inventaire au 31 décembre 2022, à 298 723 k€ (contre 269 618 k€ à fin 2021, soit une évolution de 29 105 k€).

Cette évolution est liée principalement à l'extension du périmètre de la concession historique : à périmètre constant l'évolution de la valeur brute des biens concédés pour l'ensemble des concessions n'est que de 3% (9 362 k€).

La concession historique regroupe logiquement la majorité (98 %) de la valeur brute des ouvrages concédés.

De fait, les 2 % restant correspondent aux autres concessions (Concession 2005 : 4 222 k€, Concession 2006 (Maltot) : 613 k€, Concession 2007 : 605 k€, Concession 2017 (Baron sur Odon) : 693 k€).

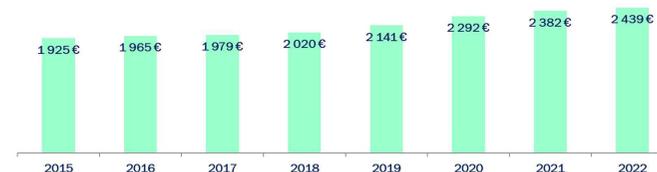
Valeur brute des biens concédés par concession Origine de la donnée : Fichier Inventaire En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Conduites basse et moyenne pression	154 321	2 936	382	425	529	158 593
Branchements individuels	76 865	1 106	201	172	160	78 504
Conduites montantes	19 818	27	4			19 848
Ouvrages d'interface utilisateurs	16 728	90	16	8	4	16 845
Branchements collectifs	12 335	51	7			12 392
Conduites immeubles	7 667	13	3			7 683
Poste de détente	2 275					2 275
Protection cathodique	1 997					1 997
Autres	586					586
Somme	292 591	4 222	613	605	693	298 723



Les canalisations de distribution représentent plus de la moitié de la valeur d'acquisition du patrimoine concédé (53%). Ensuite viennent les ouvrages de raccordement (40%), la valeur des ouvrages d'interface représente 5% de la valeur brute totale des ouvrages.

Les autres biens concédés regroupent 2 % de la valeur d'actif brute, catégorie essentiellement représentée par les postes de détente.

Valeur brute des biens concédés par usager en €
Ensemble des concessions



Rapportée au nombre d'usagers, la valeur d'actif des ouvrages concédés imputable à la desserte de chacun s'élève de 2 439 € au terme de l'exercice.

Sur les 8 derniers exercices, ce ratio affiche une augmentation continue en conséquence d'un accroissement de la valeur d'actif brute nettement plus rapide que le nombre d'usagers desservis.



Il en découle qu'en moyenne l'alimentation d'un usager nécessite des investissements de plus en plus importants chaque année.

4. La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Les compteurs en comptabilité

En comptabilité, jusqu'au terme de l'année 2019, les ouvrages dénommés « ouvrages d'interface » étaient des biens mutualisés, c'est dire des biens propriété du Concessionnaire.

Au terme de l'année 2020, GRDF a informé les Autorités concédantes que dans le cadre des discussions engagées autour du nouveau modèle de cahier des charges de concession, il avait revu la qualification juridique de ces ouvrages composés des compteurs individuels et, lorsqu'ils existent, des postes de livraison clients et des postes d'injection biométhane et cela en conformité avec la jurisprudence administrative.

Ce changement est intervenu en comptabilité à compter du 1^{er} janvier 2020 dans les comptes des concessions. Ces ouvrages sont donc à compter de cette année des biens concédés, propriété du SDEC ÉNERGIE.



Comme l'exercice précédent, le Concédant souligne que l'impact de ce changement de régime juridique au périmètre des concessions n'a pas été transmis et ne peut être reconstitué.

En 2022, la valeur brute des ouvrages d'interface par concession est la suivante :

Valeur brute des ouvrages d'interface (biens concédés) Par concession Origine de la donnée : Fichier valorisation En k€	Concession historique	Concession 2005	Concession 2006	Concession 2007	Concession 2017	Ensemble des concessions
Compteurs et postes de livraison	21 277	127	19	12	4	21 438
<i>Dont compteurs Gazpar et Modules</i>	10 755	79	10	7	4	10 855
<i>Dont compteurs non localisés</i>	5 316	38	5	4	0	5 364
<i>Dont postes de livraison</i>	5 206	10	5	0	0	5 220
Ouvrages d'interface biométhane	770	2	1	0	0	773
Somme	22 046	129	20	12	4	22 211

Pour l'ensemble des concessions, la valeur brute des ouvrages d'interface progresse de **11 %** par rapport à l'exercice précédent pour atteindre **22 211 k€** en 2022 (19 968 k€ en 2021).

A périmètre constant la valeur brute de ces ouvrages ne progresse que de **4 %**. La valeur brute des compteurs communicants représente **66 %** de la valeur de l'ensemble des compteurs, les compteurs non localisés représentent **33 %** de la valeur brute de l'ensemble de ces ouvrages. La valeur brute des ouvrages d'interface des installations de biométhane représente **3 %** de la valeur brute totale de ces ouvrages.

5. L'évolution de la valeur brute des ouvrages concédés

La variation de la valeur brute des ouvrages concédés entre la fin de l'exercice précédent et 2022 s'explique par :

- L'**élargissement** du périmètre de la concession historique,
- L'**introduction d'ouvrages situés à l'extérieur du périmètre de droits exclusifs de GRDF** mais rattachés à la concession historique du SDEC ÉNERGIE, en application du droit de l'injection,
- Les **investissements réalisés et immobilisés**⁶⁴ par GRDF : ceux-ci recouvrent les dépenses immobilisées relatives aux ouvrages d'extension et de renouvellement,
- La **valorisation des ouvrages remis par les tiers** (par exemple les lotisseurs),
- Les **autres mouvements** (corrections comptables),
- Les **retraits** d'ouvrages.

L'**élargissement du périmètre de droits exclusifs de GRDF** aux communes de Bellengreville, Houlgate, Lisieux, Oully-le-Vicomte, Hermival les Vaux, Langrune sur Mer et Le Breuil en Auge a fait évoluer mécaniquement la somme de valeur brute des ouvrages concédés. Le tableau ci-dessous présente cet impact en début d'exercice 2022.⁶⁵

Communes	Valeurs brutes des ouvrages concédés de début d'exercice En k€
Bellengreville	914
Houlgate	152
Lisieux	2 486
Oully-le-Vicomte	1 951
Hermival les Vaux	318
Langrune sur Mer	12 828
Le Breuil en Auge	480
Somme	19 128

⁶⁴ Il s'agit ici de dépenses qui sont inscrites à l'inventaire à la différence des dépenses d'investissements qui peuvent être ou non immobilisées.

⁶⁵ La variation de la valeur brute en concession s'appuie sur les « États de contrôle et inventaire 2022 » dont le total des valeurs en inventaire diffère légèrement de celui trouvé dans le fichier valorisation-du-patrimoine. Ces différences s'expliquent notamment, car les États de contrôle et inventaire ne prennent pas en compte les ouvrages non localisés des ouvrages d'interface utilisateurs.

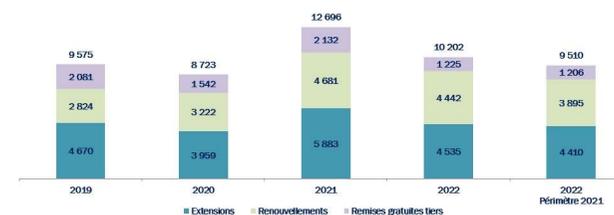
De même, un certain nombre d'ouvrages indispensables au raccordement des installations de biométhane situées à l'extérieur du périmètre de droits exclusifs de GRDF sont désormais rattachés à l'inventaire de la concession historique conformément des dispositions applicables à la mise en œuvre du droit de l'injection.

Pour rappel, en 2021, deux conventions conclues entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF ont autorisé le rattachement d'ouvrages de raccordement de deux installations de biométhane au réseau de la concession historique. Ces ouvrages ont été réalisés sur le territoire des communes de Saint Pierre du Bu, La Hoguette, et Ablon. GRDF a dans ce cadre réalisé 7 km de canalisations (conventions en date du 24 février 2021 et 6 octobre 2021). La valeur brute de ces ouvrages est pour la première fois comptabilisée à l'inventaire de la Concession historique. Le tableau ci-dessous présente cet impact en début d'exercice 2022.

Communes	Valeurs brutes des ouvrages concédés de début d'exercice En k€
Ablon	11
La Hoguette	390
Saint Pierre du Bu	64
Somme	464

Au principal, la variation de la valeur brute des ouvrages concédés est liée aux investissements mis en concession. Sur l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissements de GRDF sur les ouvrages concédés en 2022 ont atteint **10 202 k€**. À périmètre constant, ces dépenses ont atteint **9 510 k€**.

Les dépenses d'investissements des ouvrages concédés par nature
Ensemble des Concessions - en k€



98 % de ces investissements ont été réalisés sur le périmètre de la concession historique. Le tableau ci-dessous présente par concession les dépenses d'investissement du concessionnaire :

Dépenses d'investissement Ouvrages concédés Par concession En k€	Extensions	Renouvellements	Remises gratuites de tiers	Somme
Concession historique	4 412	4 438	1 173	10 024
Concession 2005	88	4	3	94
Concession 2006	31	0	49	80
Concession 2007	4	0	0	4
Concession 2017	0	0	0	0
Ensemble des concessions	4 535	4 442	1 225	10 202

44 % de ces dépenses sont des dépenses d'extensions, **43,5 %** des dépenses sont des dépenses de renouvellement et 12 % des remises gratuites de tiers.



La valeur brute des immobilisations concédées mises en concession sur l'exercice se contracte **20 %** par rapport à l'exercice précédent, soit de **2 495 k€**. À périmètre constant, cette contraction atteint **3 186 k€**, soit **25 %** par rapport à l'investissement immobilisé en 2021. Une partie de cette contraction est liée aux très bons résultats de 2021 suite à un exercice en 2019 en forte contraction compte tenu du contexte sanitaire (pandémie COVID 19). Le niveau d'investissement sera cependant à suivre dans les exercices à venir.

Le retrait d'ouvrages et les corrections comptables constituent les autres mouvements impactant la valeur brute des ouvrages concédés. Ces mouvements sont les suivants par concession :

Retraits/ Autres mouvements Ouvrages concédés Par concession En k€	Retraits	Autres mouvements
Concession historique	-837	150
Concession 2005	0	0
Concession 2006	0	0
Concession 2007	0	0
Concession 2017	-1	0
Ensemble des concessions	-838	150

Ces mouvements permettent de reconstituer **sans écart** la variation de la valeur brute entre les deux exercices. Le tableau ci-dessous présente l'ensemble de ces mouvements :

Variation de la valeur brute en k€	Valeur initiale	Adhésions de nouvelles communes	Ouvrages de biométhane situés hors périmètre historique	Extension	Renouvellement	Remises gratuites Tiers	Retraits	Autres mouvements	Valeur finale
Concession 1997	263 661	19 128	464	4 412	4 438	1 173	-837	150	292 591
Concession 2005	4 128			88	4	3	0	0	4 222
Concession 2006	534			31	0	49	0	0	613
Concession 2007	601			4	0	0	0	0	605
Concession 2017	693			0	0	0	-1	0	693
Total	269 616	19 128	464	4 535	4 442	1 225	-838	150	298 723
					10 202				

6. La valeur brute des biens mutualisés

La catégorie des ouvrages mutualisés est composée d'**immobilisations incorporelles**⁶⁶, et de mobiliers, d'immeubles, de véhicules et d'engins d'exploitation. **Ces biens sont des biens propriété de GRDF.**

La valeur brute des ouvrages mutualisés atteint **28 869 k€** en 2022. La valeur brute des ouvrages mutualisés progresse de **17 %** par rapport à l'exercice précédent. À périmètre constant, cette évolution est de **9 %**.

Le tableau ci-dessous présente la valeur brute de ces biens par nature et par concession.

Valeurs brutes Ouvrages mutualisés Par concession En k€	Immobilisations corporelles	Autres immobilisations	Somme
Concession historique	20 588	8 027	28 615
Concession 2005	148	57	205
Concession 2006	18	7	25
Concession 2007	17	6	23
Concession 2017	0	0	0
Ensemble des concessions	20 772	8 098	28 869

7. Les dépenses d'investissement

Ci-avant, nous avons présenté **les montants d'investissements d'extension et de renouvellement relatifs aux biens concédés (hors ouvrages d'interface non localisés) mis en service dans l'année (année N)**. Mais, sur une année donnée, le GRDF réalise un certain nombre de dépenses d'investissements sur des biens concédés qui ne seront pas mis en service lors de l'année N. Par ailleurs, il investit aussi dans les mêmes conditions sur les biens mutualisés (biens de reprises et propres).

GRDF présente désormais le détail des dépenses d'investissements **par finalités ou par familles d'ouvrages, en flux de dépenses réalisées, et selon que les ouvrages sont ou non mis en service.**

Les deux tableaux ci-dessous ventilent donc le montant de ces dépenses par finalités (**raccordement, modification d'ouvrages à la demande de tiers, modernisation, comptage et autres**) en présentant le montant des dépenses d'investissements **pour l'ensemble des biens, par flux de dépenses ou bien pour les ouvrages mis en service et par concession.**

Les dépenses en flux représentent :

- les dépenses complémentaires que GRDF réalise sur des immobilisations déjà mises en service,
- les dépenses qu'il réalise sur les ouvrages mis en service dans l'année et ceux qui ne sont pas encore mis en service au terme de l'année N.

La vision des dépenses d'investissements mises en service (MES) présente la somme des dépenses réalisées sur les ouvrages mis en service. Cette somme est composée :

- des compléments d'investissements réalisés sur les ouvrages mis en service avant l'année N,
- des dépenses réalisées pour les ouvrages mis en service dans l'année N,
- et les dépenses des années antérieures à l'année N relatives aux ouvrages mis en service sur cette année.

⁶⁶ Immobilisation qui n'a pas de substance matérielle ou physique (par opposition avec les immobilisations corporelles). Par exemple, un logiciel est une immobilisation incorporelle, alors qu'une voiture est une immobilisation corporelle.

Les dépenses d'investissement par finalité en k€ :

2022	Concession historique		Concession 2005		Concession 2006		Concession 2007		Concession 2017		Ensemble des concessions	
	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES
1° Raccordements et transition écologique	3 473	3 017	95	86	24	29	4	4	0	0	3 596	3 135
Dont raccordements individuels de pavillons et petits professionnels	627	657	61	61	0	0	4	4	0	0	692	721
Dont raccordement de lotissements et zones d'aménagement	628	517	9	9	24	29	0	0	0	0	661	555
Dont raccordements de clients importants et logements collectifs	1 145	1 155	25	16	0	0	0	0	0	0	1 170	1 171
Dont transition écologique biométhane-GNV-Smart_gaz_grids	1 074	688	0	0	0	0	0	0	0	0	1 074	688
Dont extension sur territoire concédé pour desserte autre commune	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2° Modification d'ouvrages à la demande de tiers	397	399	0	0	0	0	0	0	0	0	397	399
3° Adaptation et modernisation des ouvrages	4 930	4 894	2	2	1	1	0	0	0	0	4 934	4 898
Dont investissements de structure des ouvrages	791	1 124	0	0	0	0	0	0	0	0	791	1 124
Dont modernisation des ouvrages	4 140	3 771	2	2	1	1	0	0	0	0	4 143	3 774
4° Modernisation de la cartographie et de l'inventaire	227	220	2	2	0	0	0	0	0	0	229	222
5° Comptage	813	872	6	6	0	0	0	0	0	0	820	879
6° Autres	1 627	2 074	12	15	1	2	1	2	0	0	1 641	2 093
Somme	11 467	11 476	116	109	28	33	6	6	0	0	11 617	11 625

Les dépenses d'investissement par finalité s'établissent à **11 617 k€** en flux et **11 625 k€** pour les ouvrages mis en service en 2022. En flux, elles se contractent de **15 %** par rapport à l'exercice précédent. A périmètre constant cette baisse est encore plus importante puisqu'elle atteint plus de **21 %**.

Cette diminution globale cache de fortes disparités en fonction des finalités :

Dépenses d'investissement Par finalité, en flux Ensemble des concessions- En k€	2019	2020	2021	2022	Évolution
1° Raccordements et transition écologique	3 895	3 973	5 347	3 596	-33%
2° Modification d'ouvrages à la demande de tiers	281	1 222	393	397	1%
3° Adaptation et modernisation des ouvrages	3 199	3 147	4 291	4 934	15%
4° Modernisation de la cartographie et de l'inventaire	0	0	197	229	16%
5° Comptage	3 167	2 953	1 638	820	-50%
6° Autres	1 407	1 367	1 750	1 641	-6%
Somme	11 948	12 661	13 616	11 617	-15%



Les dépenses de raccordement en flux se contractent de **33 %** pour revenir à un montant inférieur aux exercices 2018 et 2019 sur un périmètre géographique plus large (à périmètre constant la diminution atteint **36 %**).

Dans le détail, les dépenses d'investissement en flux, finalité « raccordements individuels de pavillons et petits professionnels » s'élèvent à 692 k€, en diminution de **65 %** par rapport à 2021 (1 989 k€). Les dépenses d'investissement en flux, finalité « raccordements de lotissements et zones d'aménagement » atteignent 661 k€, en diminution de **30 %** par rapport à 2021 (942 k€). Les dépenses d'investissement en flux, finalité « raccordements de clients importants et logements collectifs » se montent à 1 170 k€, en diminution de **36 %** par rapport à 2021 (1 832 k€). Seules les dépenses d'investissement sur la finalité « raccordement transition énergétique » progressent passant de 583 k€ en 2021 à 1 074 k€ en 2022.

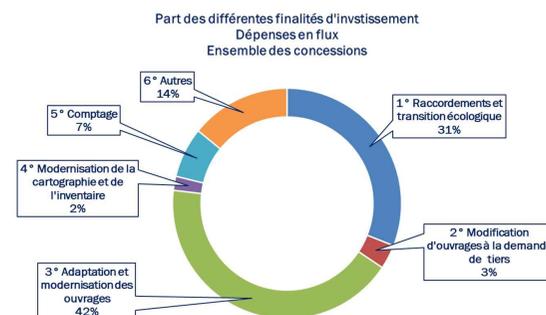
Ces baisses sont significatives du net ralentissement de l'activité de GRDF.



Les dépenses d'adaptation et de modernisation du réseau progressent de **15 %** après avoir progressées de 36% en 2021.

Les dépenses de comptages fléchissent fortement. Le terme du déploiement en masse du compteur Gazpar peut justifier cette baisse. Les dépenses relatives aux déplacements d'ouvrages restent stables, fortement liées aux demandes, leur évolution n'est pas significative.

A la suite du retrait des dépenses de raccordement, la part des dépenses d'adaptation et de modernisation du réseau devient prépondérante dans l'ensemble des dépenses d'investissement de GRDF.



Les dépenses d'investissement par famille d'ouvrages en k€ :

2022 par famille d'ouvrages En k€	Concession Historique		Concession 2005		Concession 2006		Concession 2007		Concession 2017		Ensemble des concessions	
	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES	En flux	En MES
Biens concédés	9 508	9 085	102	92	26	31	4	4	0	0	9 640	9 213
Biens mutualisés	1 959	2 391	14	17	2	2	2	2	0	0	1 977	2 412
Somme	11 467	11 476	116	109	28	33	6	6	0	0	11 617	11 625

En 2022, pour l'ensemble des concessions, les dépenses d'investissement relatives aux biens concédés atteignent en flux **11 617 k€** et en **11 625 k€** pour les ouvrages mis en service (MES). Les dépenses relatives aux biens concédés atteignent **9 640 k€** en flux et **9 213 k€** pour les ouvrages mis en service. Les dépenses relatives aux biens mutualisés s'établissent à 1 977 k€ en flux et 2 412 k€ pour les ouvrages mis en service. Les dépenses relatives aux biens concédés se contractent de **17 %**. **83 %** des dépenses portent sur les ouvrages concédés.

Dépenses d'investissement Par famille d'ouvrages, en flux Ensemble des concessions- En k€	2019	2020	2021	2022	Évolution
Biens concédés	7 201	10 959	11 563	9 640	-17%
Biens mutualisés	4 748	1 703	2 053	1 977	-4%
Somme	11 948	12 661	13 616	11 617	-15%

8. Les remises gratuites et origines de financement des ouvrages

Les remises gratuites portent exclusivement sur les ouvrages concédés et sont constituées :

- en premier lieu, **des ouvrages réalisés par les lotisseurs et aménageurs** qui sont remis gratuitement à GRDF qui les valorise puis les inscrit à l'inventaire. En 2022, nous avons pu voir ci-avant que le montant de ces remises gratuites de tiers s'établit à 1 225 k€ pour l'ensemble des concessions.
- et en second lieu, **de la valeur d'entrée en concession des ouvrages concédés des communes intégrant la concession historique en cours de convention** (en 2022, Bellengreville, Houlgate, Lisieux, Oully-le-Vicomte).

Cependant, l'appartenance de ces ouvrages à la catégorie des remises gratuites est depuis plusieurs exercices contestés par GRDF.

Jusqu'en 2013, la contre-valeur⁶⁷ des biens mis en concession à l'occasion des adhésions de communes ou des renouvellements de contrats n'était pas isolée, mais était cumulée avec la contre-valeur des biens remis gratuitement par les tiers dans l'agrégat « Contre-valeur des biens non financés par l'entreprise ». **En 2015 (CRAC 2014), ce nouvel agrégat a été rebaptisé « CSCC - Contre-valeur des biens financés par GRDF sur les contrats précédents ».**

L'existence de ce passif dans le bilan de GRDF découle de sa méthode d'amortissement : l'amortissement de caducité qu'il constitue lui permet de récupérer son financement sur la durée résiduelle du contrat. Si le contrat est interrompu avant sa date de renouvellement – notamment dans le cas de l'adhésion d'une commune à un syndicat d'énergie – alors GRDF pratique un amortissement exceptionnel de caducité pour couvrir le solde des financements du Concessionnaire restant à récupérer.

Sur la base de ces principes, les biens qui entrent en concession lors de l'adhésion d'une Commune ou du renouvellement d'un contrat ont ainsi vu leurs financements être intégralement récupérés par le mécanisme de la caducité. Ils sont donc considérés comme des remises gratuites en début de contrat.

Alors que GRDF confirme ne pas avoir modifié ses méthodes d'amortissement et qu'il calcule les droits du Concédant en y incluant les remises gratuites à la suite de l'élargissement du périmètre du contrat historique, il présente un fichier dénommé : « origine de financement » qui ne comptabilise pas la valeur d'entrée de ces ouvrages comme des remises gratuites.

 Cette présentation est contestée par le SDEC ÉNERGIE qui sollicite la production d'un nouveau fichier d'origine de financement faisant apparaître a minima la valeur d'entrée en concession des ouvrages concédés des communes intégrant la concession historique soit en 2022 un montant de remises gratuites de 122 406 k€.

Valeur brute des remises gratuites Ensemble des concessions En k€ Origine État de contrôle-inventaire	2019	2020	2021	2022	Évolution
Remises gratuites de tiers	22 610	24 868	27 740	30 018	8%
Adhésions de nouvelles communes	57 268	67 098	84 866	92 506	9%
Somme	79 878	91 965	112 605	122 524	9%

En 2022, les remises gratuites progressent de **8,8 %**. Les remises gratuites de tiers progressent de **8,2 %** et les remises gratuites à la suite de l'élargissement du périmètre de la convention historique progressent de **9 %**.

Le tableau ci-dessous présente la valeur brute des remises gratuites par concession :

Valeur brute des remises gratuites Par concession - En k€ Origine État de contrôle-inventaire	Remises gratuites de tiers	Adhésions de nouvelles communes	Somme
Concession historique	29 179	92 506	121 685
Concession 2005	620		620
Concession 2006	101		101
Concession 2007	117		117
Concession 2017	0		0
Ensemble des concessions	30 018	92 506	122 524

Pour mémoire, le fichier « Origine de financement » communiqué par GRDF fait apparaître la répartition suivante :

Valeur brute biens concédés par origine de financement Ensemble des concessions péruées - En k€ Origine de la donnée : fichier origine de financement	2019	2020	2021	2022
Valeur financée par GRDF		224 703	246 577	273 393
Valeur des autres financements				
<i>Dont valeur financée par l'Autorité concédante</i>		10	9	9
<i>Dont valeur financée par les tiers</i>		24 868	27 740	30 018
Somme		249 581	274 325	303 420



Plus largement on notera donc sur ce point que GRDF ne déduit pas de la valeur qu'il a financé :

- Les utilisations de provisions pour renouvellement et les affectations d'amortissements industriels ayant permis de préfinancer les immobilisations renouvelées,
- la valeur des biens entrés en concession à l'occasion de l'adhésion de nouvelles communes (remises gratuites en début de contrat) alors que les financements correspondants ont été totalement récupérés via les amortissements de caducité et/ou l'affectation de la provision pour renouvellement à leur date d'entrée en concession,

Sur la base des constats qui précèdent, le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci : l'existence d'un passif en comptabilité matérialise la valorisation d'une obligation à l'égard d'un tiers pesant sur GRDF.

En l'occurrence, la seule interprétation qui justifie l'existence de ces passifs est qu'il existe une obligation pesant sur GRDF de remettre le patrimoine gratuitement au SDEC ÉNERGIE en fin de contrat. Cette interprétation a longtemps été celle qui prévalait dans la communication GRDF auprès de l'Autorité concédante (au moins jusqu'en 2014). De même, la communication financière officielle de GRDF - au travers de ses comptes sociaux - retenait le vocable « droit en nature du Concédant » pour présenter au bilan l'ensemble des passifs de concession hors provision pour renouvellement.

Jusqu'en 2013, l'annexe des comptes sociaux indiquait en complément :

« Autres fonds propres – Droit en nature des Concédants

Il s'agit de la contre-valeur des biens relevant du régime des concessions.

En application des dispositions du Plan Comptable Général relatives aux opérations faites dans le cadre d'une concession de service et des articles 521-1 et 523-1 du règlement 99-03 du CRC, la valeur des droits des Concédants exigibles en nature au titre des biens en concession inscrits à l'actif est portée au passif du bilan. Elle comprend :

- la contre-valeur des biens non financés par l'entreprise ;
- la contre-valeur des biens renouvelés par utilisation de la provision pour renouvellement ;

⁶⁷ La contre-valeur est la valeur inscrite au passif du bilan de GRDF en regard de l'inscription de cette même valeur à l'actif dudit bilan.

- le fonds de caducité ;
- l'amortissement de dépréciation des biens non financés par l'entreprise ou des biens non renouvelables, qui vient en déduction.

Les passifs de concession étaient donc bien identifiés comme des « droits des Concédants exigibles en nature ».

L'évolution de la terminologie retenue, du discours tenu et des restitutions financières de GRDF suppose qu'il apporte un éclaircissement sur son interprétation des passifs de concession et quel sera leur sort à l'issue du contrat de concession.

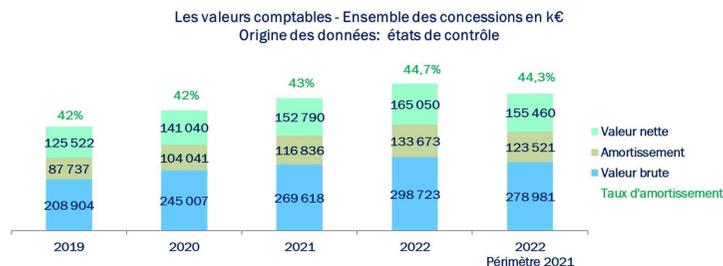
9. Les valeurs comptables des ouvrages concédés

Les valeurs comptables des ouvrages concédés peuvent être recalculées ou sont indiquées dans les deux fichiers signalés ci avant que sont :

- Le fichier VALPAT qui indique à la maille de chaque immobilisation, sa valeur brute et sa valeur nette comptable : les valeurs des amortissements sont dès lors reconstituées par soustraction par le Concédant,
- Les états de contrôle - onglet inventaire qui présentent à la maille de chaque immobilisation, sa valeur brute et sa valeur nette comptable et ses amortissements.

Les tableaux ci-dessous présentent les valeurs comptables pour l'ensemble des concessions du SDEC ÉNERGIE et par concession selon l'origine des données.⁶⁸

1) Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » - Ensemble des concessions



Toutes Concessions en k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021	Évolution 2021/2022 à iso périmètre		Évolution 2021/2022	
						En %	En k€	En %	En k€
Valeur brute	208 904	245 007	269 618	298 723	278 981	3%	9 362	11%	29 105
Amortissement	87 737	104 041	116 836	133 673	123 521	6%	6 685	14%	16 837
Valeur nette	125 522	141 040	152 790	165 050	155 460	2%	2 670	8%	12 260
Taux d'amortissement	42%	42%	43%	44,7%	44,3%				

Les valeurs comptables des ouvrages concédés reportées dans les fichiers d'états de contrôle pour l'ensemble des concessions s'établissent comme suit au terme de l'exercice 2022 :

- La valeur brute des ouvrages concédés atteint **298 723 k€,**
- Les amortissements atteignent **133 673 k€ (dépréciation et Industriels),**

⁶⁸ Pour rappel : les écarts constatés entre les données issues de VALPAT et celles issues des fichiers « états de contrôle - onglet inventaire » sont liés essentiellement au fait que 4 types d'ouvrages d'interface usagers ne sont pas comptabilisés dans les fichiers « états de contrôle onglet inventaire », car ce sont des ouvrages non localisés.

- La valeur nette de ces ouvrages atteint **165 050 k€.**

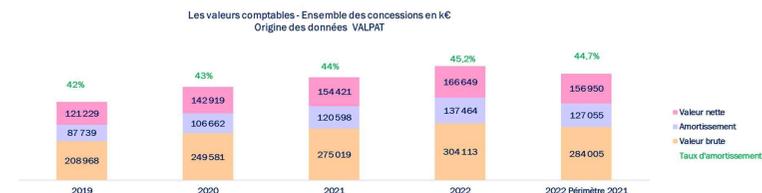
Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur de **44,7 %** de leur valeur d'acquisition d'origine. Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de **11 %**, l'amortissement progresse de **14 %** et la valeur nette de ces ouvrages est en hausse de **8 %**. Ces variations importantes sont liées principalement à l'**extension du périmètre de la concession historique.**

À iso périmètre 2021, la valeur brute et les amortissements progressent respectivement de **3 %** et de **6 %** et la valeur nette des ouvrages s'inscrit en augmentation de **2 %**. **Cette dernière variation est moindre** que celle constatée les exercices précédents (4,1% entre 2017/2018 et 4,7% entre 2018/2019, 5,8% entre 2019/2020 et 4,1% entre 2020/2021).

À la maille de chaque contrat, il ressort logiquement que le périmètre « historique » affiche un taux d'amortissement plus important que les concessions mises en concurrence (Concession 2005 : 27% - Concession 2006 : 28 % et Concession 2007 : 30%, Concession 2017 : 11%, contre 44,7% pour la concession historique).

Le phénomène d'accroissement constant du taux d'amortissement pour dépréciation suggère un vieillissement des ouvrages en concession. Cependant, concernant la concession historique, cet accroissement peut également découler d'un changement de durée d'amortissement, comme celui des branchements et colonnes (30 ans contre 45 ans auparavant), survenu en 2020.

2) Fichier « VALPAT » - Ensemble des concessions



Toutes Concessions en k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021	Évolution 2021/2022 à iso périmètre		Évolution 2021/2022	
						En %	En k€	En %	En k€
Valeur brute	208 968	249 581	275 019	304 113	284 005	3%	8 986	11%	29 094
Amortissement	87 739	106 662	120 598	137 464	127 055	5%	6 457	14%	16 866
Valeur nette	121 229	142 919	154 421	166 649	156 950	2%	2 529	8%	12 228
Taux d'amortissement	42%	43%	44%	45,2%	44,7%				

Les valeurs comptables des ouvrages concédés reportées dans le fichier VALPAT pour l'ensemble des concessions s'établissent comme suit au terme de l'exercice 2022 :

- La valeur brute des ouvrages concédés atteint **304 113 k€,**
- Les amortissements atteignent **137 464 k€ (dépréciation et Industriels)⁶⁹,**
- La valeur nette de ces ouvrages atteint **166 649 k€,**

Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur de **45,2 %** de leur valeur d'acquisition d'origine. Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de **11 %**, l'amortissement progresse de **14 %** et la valeur nette de ces ouvrages est en hausse de **8 %**. Ces variations importantes sont liées principalement à l'**extension du périmètre de la concession historique.** À iso périmètre 2021, la valeur brute et les amortissements progressent respectivement de **3 %** et de **5 %** et la valeur nette des ouvrages s'inscrit en augmentation de **2 %**.

⁶⁹ Les états VALPAT ne mentionnent pas les valeurs des amortissements et ceux-ci ont été reconstitués par différence.

3) Valeurs comptables par concession

Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » - Périmètre de droits exclusifs de GRDF :

Concession 1997 en k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021
Valeur brute	203 525	239 328	263 663	292 591	272 848
Amortissement	86 656	102 793	115 430	132 104	121 952
Valeur nette	121 222	136 607	148 240	160 486	150 896
Taux d'amortissement	43%	43%	44%	45,1%	44,7%

Fichier « VALPAT » - Périmètre de droits exclusifs de GRDF :

Concession 1997 en k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021
Valeur brute	203 587	243 858	269 018	297 933	277 825
Amortissement	86 658	105 390	118 529	135 862	125 453
Valeur nette	116 929	138 469	150 489	162 071	152 372
Taux d'amortissement	43%	43%	44%	45,6%	45,2%

Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2005 :

Concession 2005 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	3 665	3 911	4 128	4 222
Amortissement	719	799	917	1 141
Valeur nette	2 697	2 869	2 994	3 081
Taux d'amortissement	21%	22%	23%	27%

Fichier « VALPAT » - Concession 2005 :

Concession 2005 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	3 667	3 946	4 164	4 260
Amortissement	799	937	1 050	1 168
Valeur nette	2 869	3 009	3 114	3 093
Taux d'amortissement	22%	24%	25%	27%

Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2006 :

Concession 2006 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	513	527	534	613
Amortissement	124	141	156	172
Valeur nette	389	386	377	441
Taux d'amortissement	24%	27%	29%	28%

Fichiers « VALPAT » - Concession 2006 :

Concession 2006 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	513	532	538	618
Amortissement	124	144	159	176
Valeur nette	389	388	379	442
Taux d'amortissement	24%	27%	30%	28%

Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » - Concession 2007

Concession 2007 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	542	549	601	605
Amortissement	134	149	164	180
Valeur nette	407	403	436	425
Taux d'amortissement	25%	27%	27%	30%

Fichier « VALPAT » - Concession 2007 :

Concession 2007 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	542	554	605	609
Amortissement	134	151	167	183
Valeur nette	407	402	438	426
Taux d'amortissement	25%	27%	28%	30%

Fichiers « Etats de contrôle - onglet inventaire » et VALPAT - Concession 2017 :

Concession 2017 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeur brute	659	692	693	693
Amortissement	24	41	58	75
Valeur nette	635	651	635	617
Taux d'amortissement	4%	6%	8%	11%

10. La pratique des amortissements

La pratique des amortissements par GRDF est complexe et varie en fonction du périmètre concessif concerné. Les tableaux ci-dessous présentent les méthodes mises en œuvre en fonction du périmètre concerné (Concession historique- Autres Concessions).

	Synthèse de la pratique des amortissements - Concession historique							
	Bien financés par GRDF				Bien non financés par GRDF			
	Bien renouvelables		Biens non renouvelables		Bien renouvelables		Biens non renouvelables	
	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants
Amortissement de caducité	Oui	Non	Oui	Non	Non	Non	Non	Non
Amortissement industriel	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Provisions pour renouvellement	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non
Amortissement de dépréciation	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

	Synthèse de la pratique des amortissements - Autres Concessions							
	Bien financés par GRDF				Bien non financés par GRDF			
	Bien renouvelables		Biens non renouvelables		Bien renouvelables		Biens non renouvelables	
	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants	1 ^{er} établissement	Remplaçants
Amortissement de caducité	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non
Amortissement industriel	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non
Amortissement de dépréciation	Non	Non	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui

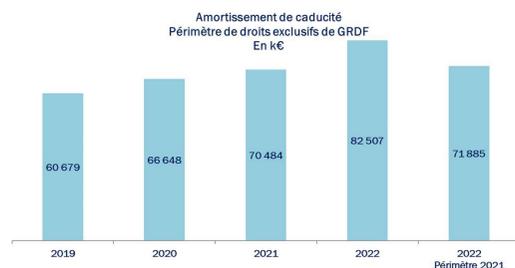
Trois types d'amortissement sont pratiqués par GRDF :

1) **L'amortissement de caducité** permet à GRDF de récupérer son investissement initial sur la durée résiduelle du contrat. Cet amortissement concerne uniquement les biens de 1^{er} établissement pour la quote-part du financement de GRDF dans le financement total de l'ouvrage entrant en concession.

Par ce mécanisme, il récupère chaque année une fraction constante de l'investissement initial décaissé. Ainsi, à l'issue du contrat de concession, l'intégralité des financements qu'il a engagés au titre des biens de premier établissement sera récupérée. Dans le modèle comptable retenu par GRDF :

- ces dotations aux amortissements constituent des charges enregistrées dans le compte d'exploitation,
- les remises gratuites ne donnent pas lieu à un amortissement de caducité et n'engendrent donc pas de charge dans les comptes de résultat du Concessionnaire.

L'amortissement de caducité ne concerne que la concession historique. Les cumuls d'amortissements sont les suivants au titre des 4 derniers exercices. En 2022, l'amortissement de caducité progresse de **17 %**. À périmètre constant, il progresse de **2 %**.



Concessions du périmètre de droits exclusifs GRDF en k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021
Cumul Amortissement de caducité	60 679	66 648	70 484	82 507	71 885

2) **L'amortissement industriel** s'applique uniquement aux biens de 1^{er} établissement et seulement dans le cas où ceux-ci sont renouvelables avant la fin du contrat. Les dotations aux amortissements industriels **constituent des charges prélevées** sur le résultat qui permettent de préfinancer le remplacement des biens en couvrant la valeur d'origine du bien. L'amortissement industriel générateur de charges est également utilisé pour les biens hors concession (biens de reprise et biens propres) puisque ceux-ci ne se voient pas appliquer le principe de caducité.

3) **L'amortissement de dépréciation** concerne les biens financés par GRDF, mais non renouvelables avant la fin du contrat, ainsi que les biens renouvelables et les biens non financés par GRDF. Dans le modèle comptable retenu, ces dotations aux amortissements de dépréciation **ne constituent pas des charges enregistrées** dans le compte d'exploitation. Elles ont pour contrepartie le compte de droit du Concédant « dépréciation des droits du Concédant ».

En pratique, seul l'amortissement industriel et l'amortissement de dépréciation affectent la valeur comptable du patrimoine en concession puisqu'ils viennent en soustraction de la valeur brute pour calculer la valeur nette comptable. L'amortissement de caducité est pour sa part enregistré au passif du bilan dans un compte spécifique de droits du Concédant et n'est donc pas retranché de la valeur brute des immobilisations pour déterminer la valeur nette comptable de celles-ci.

Le Concessionnaire communique désormais régulièrement les durées d'amortissement, quelle que soit la nature du bien.

Les durées d'amortissement sont les suivantes :

Typologie de biens	Durée d'amortissement				
	2018	2019	2020	2021	2022
Ouvrages concédés (inventaire)					
Branchements collectifs	45	45	30/45*	30	30
Branchements individuels	45	45	30/45*	30	30
Conduites de distribution	45	45	45	45	45
Conduites d'immeubles	45	45	30/45*	30	30
Conduites montantes	45	45	30/45*	30	30
Dispositif de protection des branchements	20	20	20	20	20
Postes de détente réseau - grif	40	40	40	40	40
Protection cathodique - grif	20	20	20	20	20
Protections mécaniques de canalisations	20	20	20	20	20
Téléexploitation fixée aux ouvrages de réseau	10	10	10	10	10
Compteurs GAZPAR	20	20	20	20	20
Opt. QOZF Eau/ module (compteur domestique équipé d'un module)					20
Régulateur de remplacemnt					20
Ouvrage d'ozonisation					10
Poste injection biométhane					10
Énerg. cons. tel. Conces (enregistreur de consommation télérelevée hors projet compteur communicant)					10
Postes livr. Clients (poste de livraison des clients importants)					10
Modules Concession					15

En 2022, les durées d'amortissement pratiquées par GRDF n'ont pas varié.

On rappellera sur ce point qu'à compter du 1^{er} janvier 2020 la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeubles / conduites montantes a été réduite de 45 à 30 ans, cette modification concerne les nouveaux investissements et les ouvrages mis en service à compter du 1^{er} janvier 2005.

Ce changement de durée d'amortissement a été traité rétrospectivement, ce qui signifie que les amortissements existants ont été conservés en l'état et que l'amortissement de la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2020 se fait linéairement sur la durée résiduelle raccourcie des biens. L'impact du changement comptable sur les charges calculées de la concession n'a pas été communiqué par GRDF.

11. Les limites de l'information transmise au titre des amortissements

Le SDEC ÉNERGIE constate de manière récurrente qu'il existe de nombreuses limites à l'information que GRDF communique en matière d'amortissement comptable.

✗ Ces limites restreignent le contrôle du Syndicat et limitent la traçabilité des opérations affectant le patrimoine de la concession. Le SDEC ÉNERGIE souhaite que ces limites soient levées.

Le SDEC ÉNERGIE relève ainsi que :

- Les comptes rendus d'activité **ne font référence, ni aux amortissements pratiqués, ni à la valeur nette comptable du patrimoine**. Les chiffres ci-dessus sont reconstitués à partir des fichiers VALPAT et « État de contrôle et inventaire ».
- Il est impossible de justifier la **variation des amortissements d'une année à l'autre** : ni les dotations, ni les éventuelles reprises, ni l'impact des sorties d'immobilisations et des variations de périmètre de la concession ne sont transmis.
- **L'amortissement de dépréciation n'est pas différencié de l'amortissement industriel** dans les états d'inventaire, la valeur des amortissements industriels ne peut donc pas être identifiée.
- **Le montant des amortissements de caducité n'est pas communiqué au niveau de chaque immobilisation**, ce qui interdit tout contrôle de cohérence. Il est également impossible de justifier la variation de la valeur de cet agrégat d'un exercice à l'autre (ni les dotations aux amortissements de caducité, ni les éventuelles reprises, ni l'impact des sorties d'immobilisations et des éventuelles variations de périmètre de la concession ne sont transmis).
- GRDF ne communique pas **le montant des dotations aux amortissements pratiqués au titre de l'exercice sur le périmètre de la concession** alors que cette information est explicitement prévue par les dispositions de l'article 31 du cahier des charges.

12. Les provisions pour renouvellement

Les cahiers des charges annexés à la concession ne prévoient aucune stipulation relative à la provision pour renouvellement (PR) et se bornent à indiquer que les travaux de maintenance et de renouvellement sont à la charge de GRDF. En pratique, GRDF constitue des PR afin de financer en partie le renouvellement des ouvrages dans le cadre de la convention historique, mais le compte rendu d'activité n'en fait pas état. Interrogé sur cette situation, le Concessionnaire précise que : « GRDF ne communique pas sur la provision pour renouvellement. Elle n'est ni contractuelle ni prise en charge par le tarif de distribution du gaz (ATRD). Elle constitue un dispositif comptable et fiscal dont GRDF bénéficie, mais ne génère pas de flux financier au-delà du différé d'impôt qu'elle procure ».

⚠ Cependant, SDEC ÉNERGIE signale que le montant des PR utilisées est affecté en droit du Concédant. En conséquence, il lui semble que GRDF limite artificiellement l'information du Syndicat. Le SDEC ÉNERGIE sollicite donc la production des informations suivantes :

- la valeur des provisions constituées sur la maille de la concession au terme de l'exercice, les montants des dotations et des reprises de provisions,
- en ce qui concerne l'agrégat « provisions utilisées », constitution, dotations, reprises, affectations,

13. Le droit du concédant

Le compte « droit du concédant » correspond, au terme de la concession, à la valeur des biens qui seront remis par le Concessionnaire. Il représente la part des ouvrages financés par la collectivité, les usagers et les tiers. À la fin du contrat, il est égal à la valeur d'actif net du patrimoine concédé. Annuellement, le solde de ce compte se calcule comme suit :

COMPTE DROIT DU CONCÉDANT	
=	Remises gratuites
+	Provisions pour renouvellement utilisées
+	Amortissement de caducité
-	Dépréciation des remises gratuites
-	Amortissement de dépréciation des biens non renouvelables

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du solde de ce compte pour les concessions du périmètre de droits exclusifs de GRDF. En 2022, ce compte enregistre une progression de **11 % (13 644 k€)**. À périmètre constant, ce compte ne progresse que de **9 % (9 423 k€)**.

Ainsi, l'évolution constatée est liée **pour partie à l'élargissement du périmètre concessif**, mais au principal, le solde de cette évolution est très largement lié à la ligne « remises gratuites lors de l'entrée en concession » qui **bénéficie du reclassement des amortissements de caducité** concernant les communes ayant intégré le périmètre de la concession syndical **avant 2022 (Dives-sur-Mer, Isigny-sur-Mer et Amfreville)**.

Droit du Concédant Concessions au périmètre de droits exclusifs de GRDF En k€	2019	2020	2021	2022	2022 Périmètre 2021
Valeur brute des remises gratuites	79 234	91 264	111 818	121 685	120 558
<i>Dont remises gratuites de tiers</i>	21 966	24 167	26 120	29 179	28 061
<i>Dont remises gratuites suite à renouvellement du contrat</i>	57 268	67 098	81 748	92 506	92 497
Provisions pour renouvellement utilisées	35 797	45 602	50 895	58 567	51 906
Amortissement de caducité	60 679	66 648	70 484	82 507	71 885
Amortissement de dépréciation des remises gratuites	35 209	42 708	53 842	60 146	59 516
Amortissement de dépréciation des biens non renouvelables	42 519	49 070	53 278	62 891	54 439
Solde	97 982	111 737	126 078	139 723	130 393

Droit du concédant - 2022
Concessions au périmètre de droits exclusifs de GRDF En k€



Le Concédant rappelle qu'il émet depuis plusieurs exercices des remarques de fond sur la nécessité de **clarifier et de compléter l'information relative au droit du concédant** :

- GRDF a fait évoluer la présentation des informations relatives au droit du concédant au cours du temps afin de faire disparaître ce terme de l'ensemble des données communiquées (ce terme a été remplacé par l'expression « Comptes Spéciaux des Contrats de Concession ») : **Le SDEC ÉNERGIE s'interroge sur la motivation et l'opportunité d'un tel changement de terminologie et sur l'occultation plus globale des passifs des comptes rendus d'activité.**
- Le **détail des droits du concédant n'est pas communiqué au niveau de chaque immobilisation** pour l'ensemble des comptes qui le composent.
- **L'évolution des valeurs des agrégats** constitutifs des « droits du concédant » d'un exercice à l'autre **ne peut pas être intégralement justifiée** à partir des informations communiquées par GRDF. Il serait notamment nécessaire de connaître :
 - Les dotations et reprises d'amortissement de caducité,
 - Le montant des affectations de provision pour renouvellement réalisées,
 - Le montant des affectations d'amortissements industriels,
 - L'impact des retraits d'immobilisations sur chacun des postes des droits du Concédant,
 - L'impact détaillé des adhésions de nouvelles communes sur chacun des postes des droits du Concédant.

14. La valeur nette réévaluée

Depuis la publication de la loi de transition énergétique, l'article L2224-31 du CGCT précise que le Concessionnaire communique, un compte rendu annuel qui comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptable... et **la valeur nette réévaluée des ouvrages** pour la distribution de gaz naturel.

La valeur nette réévaluée vise à représenter la part des ouvrages financés par GRDF non couverte à ce jour, par le tarif ATRD qu'il perçoit, à la différence de la **valeur nette comptable** qui représente la valeur brute des ouvrages à laquelle ont été soustraits les amortissements pratiqués par le Concessionnaire.

Elle est déterminée à partir de la valeur de l'**ouvrage réévalué de l'inflation à laquelle il a été soustrait la charge de remboursement économique**. Le taux d'inflation considéré par GRDF est celui pris en compte par la CRE depuis 2003, c'est-à-dire celui de l'Indice des Prix à la Consommation (IPC).

Valeur nette réévaluée fin 2022- Biens concédés	Valeur brute	Valeur financée par GRDF en k€	Valeur nette comptable	Valeur nette réévaluée fin d'année en k€	Part des actifs non couverte par le tarif ATRD
Périmètre "historique"	297 933	268 745	162 071	173 510	64,6%
Concession 2005	4 260	3 640	3 093	3 020	83%
Concession 2006	618	517	442	420	81%
Concession 2007	609	491	426	388	79%
Somme	303 421	273 394	166 032	177 337	64,9%

À fin 2022, la valeur nette réévaluée des ouvrages concédés en fin d'exercice pour l'ensemble des concessions à l'exception de la concession de Baron sur Odon atteint **177 337 k€**.

Ainsi, un peu moins de **65 %** de la valeur des biens concédés financés par le Concessionnaire et affectés aux concessions du SDEC ÉNERGIE **n'ont pas été couverts par le tarif d'acheminement fixé par le CRE**.

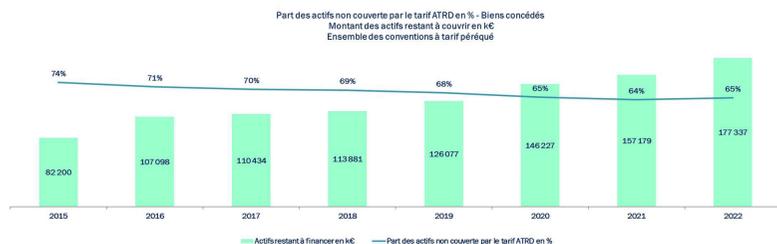
Le tableau ci-dessus permet de constater que GRDF comptabilise les biens financés par l'amortissement de caducité, les biens financés par l'affectation des provisions pour renouvellement et les biens remis gratuitement à l'origine d'un contrat de concession **comme des biens financés par GRDF : ce que conteste le Concédant**.

Il permet aussi de constater que la valeur nette réévaluée sur le contrat historique pour les biens concédés est supérieure de près de **7 % à la valeur nette comptable** (hors remises gratuites de tiers ce taux atteint 21%) **ce qui induit que le remboursement obtenu via la quote-part de tarif affectée à cet effet est sensiblement supérieur à la simple récupération de la valeur initiale du financement divisée par la durée d'utilisation probable de l'investissement**.



Le SDEC ÉNERGIE s'interroge sur le risque financier à court ou moyen terme dès lors que tous les éléments permettant d'acter du financement complet des biens de retour en fin de contrat seraient masqués.

Ceci s'avère renforcé par les positions écrites de GRDF qui précise que le versement d'une indemnité de sortie basée sur la valeur nette réévaluée n'est pas à écarter en cas d'ouverture du périmètre historique à la concurrence, configuration totalement exclue eu égard aux pratiques comptables du délégataire en matière d'amortissement et de provisions pour renouvellement.



15. Les comptes de régulation

À titre liminaire, on rappellera que GRDF a modifié en 2020 la présentation du compte de régulation. Les modifications ont porté sur :

- **Les recettes liées à l'acheminement du gaz** : ces recettes sont désormais détaillées en fonction des composants de l'ATRD 6,
- **Les charges d'exploitation** : ces charges sont dorénavant présentées nettes c'est-à-dire qu'il s'agit du montant brut de charges d'exploitation duquel sont déduites les recettes liées aux prestations complémentaires, ainsi que le cas échéant les recettes d'acheminement vers un réseau aval hors de la zone péréquée de GRDF. Ces recettes viennent en déduction des charges brutes d'exploitation conformément à la méthodologie tarifaire retenue par la CRE,
- **Les charges d'investissement** : Ces charges sont scindées afin de présenter leurs deux composants : d'une part le remboursement économique correspondant aux montants annuels d'amortissement des biens mis en service sur le périmètre de la concession, auquel est intégré l'effet de l'inflation permettant la réévaluation de la valeur nette des ouvrages et d'autre part la rémunération de la base d'actifs régulés, correspondant pour GRDF au coût de financement des ouvrages mis en service sur le périmètre de la concession.

Compte tenu de toutes ces modifications mises en place dans le Compte rendu d'activité 2020, et dans le but de fournir des données historiques cohérentes entre les différentes années, les montants relatifs aux exercices 2018 et 2019 ont fait l'objet d'un recalcul pro forma de la méthodologie retenue pour 2020.

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats économiques par concession sur une chronologie de 4 exercices.



16. Les limites de l'information financière communiquée

Le SDEC ÉNERGIE relève que la qualité de l'information économique et financière reste à parfaire sur de nombreux points :

- concernant les **charges d'exploitation** d'une part,
 - o aucune information permettant d'identifier **les modalités de détermination des valeurs communiquées pour chacun des agrégats** n'est communiquée ni dans le CRAC ni dans des éléments de documentation complémentaires :
 - les valeurs unitaires des différents inducteurs retenus ne sont pas communiquées,
 - la part de la concession historique et des DSP dans les chiffres nationaux (nombre d'inducteurs de la concession / nombre d'inducteurs au niveau national) n'a pas été transmise,
 - les modalités d'affectation et d'imputation des charges analytiques aux concessions (affectation, imputation, répartition) ne sont pas décrites,
 - o d'autre part, GRDF ne donne aucune indication dans le CRAC pour expliquer quelles **sont les causes à l'origine des variations observées** au niveau des différents agrégats de charges présentés, ce qui amplifie la difficulté signalée au point précédent pour réaliser une analyse des évolutions pluriannuelles observées.
- concernant les **charges liées aux investissements**,
 - o d'une part la part dite « d'amortissement » de la composante « charges de capital normatives » du tarif **ne correspond pas à la charge comptable d'amortissement** telle qu'elle est calculée dans les comptes de la société Concessionnaire GRDF,
 - o d'autre part, bien qu'explicitement mentionnées au titre des informations à communiquer au titre du rapport financier prévu par l'article 31 « Contrôle et compte rendu d'activité de la concession » **les charges calculées réelles enregistrées sur le périmètre de la concession ne**

sont pas communiquées.

Il est utile de rappeler que les charges qui devraient être présentées à ce titre concernent :

- l'amortissement de caducité destiné à amortir sur la durée résiduelle du contrat les financements consentis par le Concessionnaire,
 - l'amortissement industriel destiné à reconstituer la valeur historique des biens de premier établissement dont le renouvellement est prévu avant la fin du contrat de concession ; afin d'en assurer le préfinancement,
 - les dotations aux amortissements des matériels non concédés affectés à l'exploitation de la concession ;
 - les dotations aux provisions pour renouvellement,
 - la valeur nette comptable des éléments sortis de l'actif,
 - les éventuelles dotations et reprises afférents à d'autres passifs que ceux énumérés ci-dessus.
- o en dernier lieu, la composante « **part de rémunération financière** » de la rémunération autorisée ne correspond pas aux charges d'intérêts réellement supportées par le Concessionnaire pour le financement de la concession (base et taux sont différents). En effet, la composante « rentabilité des fonds propres » de la rentabilité autorisée ne vise pas à couvrir une charge comptable, mais à contribuer au résultat que le Concessionnaire va dégager dans le cadre de l'exploitation du domaine concédé. Il s'agit comptablement d'un résultat autorisé et non d'une charge.

En conclusion, il apparaît donc que l'état de synthèse présenté sous la dénomination « compte d'exploitation » ne constitue pas un compte de résultat et ne permet pas d'étudier la rentabilité liée à la concession. Le Concédant le dénomme donc « compte de régulation » dans le présent document.

1.1 La concession historique

Compte de régulation Concession Historique en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €	Part
Recettes d'acheminement	28 404	30 141	34 584	33 529	-3%	-1 055	
Part Abonnement	11 213	12 114	12 674	13 250	5%	576	40%
Part Consommation	15 816	16 557	20 235	18 455	-9%	-1 781	55%
Part Capacité (+Terme distance TP)	627	613	728	788	8%	60	2%
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	748	857	946	1 037	10%	91	3%
Charges Nettes d'Exploitation	12 432	13 336	14 502	16 956	17%	2 454	
Charges d'exploitation brutes	14 409	16 373	17 143	19 229	12%	2 086	
Recettes liées aux prestations complémentaires	-1 956	-3 029	-2 623	-2 249	-14%	-374	
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	-21	-8	-17	-24	37%	7	
Charges d'investissements	15 135	16 106	17 423	20 119	15%	2 696	
Remboursement économique	7 997	9 610	10 418	12 078	16%	1 661	
Rémunération de la base d'actifs	7 137	6 496	7 005	8 041	15%	1 035	
Produits moins Charges	838	699	2 658	-3 546			
Impact climatique	684	-175	1 765	204			
Contribution à la péréquation	-1 555	- 429	- 891	-63			
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 710	1 304	1 785	-3 688			

Les recettes d'exploitation se composent :

- des recettes d'acheminement : les recettes d'acheminement présentées dans les comptes de régulation correspondent aux facturations réelles ou estimées sur le périmètre des contrats de concession au titre l'exercice 2022,
- des recettes liées aux prestations complémentaires qui sont en principe enregistrées sur le périmètre de chaque concession et constituent ainsi des affectations directes en produits,
- des recettes d'acheminement vers le réseau aval hors zone péréquée.

Pour ce qui concerne les charges d'exploitation, il s'agit de charges indirectes affectées aux concessions selon les principes suivants :

- répartition des charges des équipes de GRDF sur les concessions en fonction de leur périmètre géographique d'activité,
- répartition des charges indirectes en identifiant des inducteurs de coûts en rapport avec les moyens affectés et le niveau d'activité de la concession.

En réalité, il apparaît que seules les charges de redevance de concession font l'objet d'une affectation directe.

L'ensemble des autres charges d'exploitation est imputé aux concessions à partir d'un mécanisme de collecte des charges sur différents périmètres géographiques supra-concessifs, puis de répartition au travers d'inducteurs de coûts censés représenter l'intensité de consommation des différentes ressources par la concession.

Le montant de charges liées aux investissements correspond à la quote-part des recettes tarifaires autorisées par la CRE (dans le cadre du tarif dit ATRD) intitulée « charges de capital normatives ». Les recettes autorisées au titre des charges de capital se décomposent en deux parts :

- une part dite « d'amortissement » :

Celle-ci est calculée sur la base d'un amortissement linéaire du financement du Concessionnaire sur la durée de vie économique prévue par la CRE. Cet amortissement n'est pas calculé sur la valeur historique du financement du Concessionnaire, mais sur une valeur réévaluée à l'issue de chaque exercice.

- une part dite « de rémunération financière » :

Cette part vient s'ajouter à la part dite « d'amortissement » et assure au Concessionnaire un revenu calculé sur la valeur amortie réévaluée de ses financements. Le taux appliqué dans ce cadre a été de 5% depuis 2016, puis de 4,1% à partir du 1^{er} juillet 2021 (ATRD6).



À la maille de la Concession Historique, on observe en 2022 une contraction des recettes d'acheminement de 3%, soit 1 055 k€. Il s'agit principalement d'un effet lié à la baisse des volumes acheminés compte tenu d'un climat doux, de l'augmentation des prix et de la sobriété énergétique des consommateurs (sous l'impulsion du plan de sobriété gouvernemental, RE2020 et décret tertiaire). Accessoirement on notera que le tarif d'accès a baissé de 0.8% au 1^{er} juillet 2022.

Cette baisse est donc liée au principal à un effet volume et accessoirement à un effet prix. Cependant, cette baisse est limitée par l'extension du périmètre historique de GRDF à périmètre constant la baisse des recettes atteint 10% soit 3 471 k€.

Après retraitement de l'effet climat (Impact climatique 2022 : 204 k€), les recettes d'acheminement progressent de 506 k€ soit 1,5%. A périmètre constant après retraitement de l'effet climatique (Impact climatique 2022 : 172 k€), la baisse serait de l'ordre de 1 879 k€ soit environ 6 %.



Les autres recettes enregistrent une baisse de 14 % en 2022, liée à diminution des recettes de prestations récurrentes, des prestations à destination des producteurs de biométhane et des raccordements.



On retiendra le net effondrement des recettes depuis deux exercices (-49% entre 2020/2021 et -48% entre 2021/2022). Cette forte baisse apparait comme un autre indicateur du net ralentissement de l'activité de GRDF.

Concession Historique en k€ Détail des recettes d'exploitation	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	30 141	34 584	33 529	-3%	-1 055
Recettes liées aux prestations complémentaires	3 029	2 623	2 249	-14%	-374
<i>Dont prestations ponctuelles</i>	313	365	367	1%	2
<i>Dont prestations récurrentes</i>	1 234	1 386	1 377	-1%	-9
<i>Dont prestations à destination des producteurs de biométhane</i>	28	135	123	-9%	-12
<i>Dont raccordements et autres travaux</i>	1 455	738	381	-48%	-357
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	8	17	24	41%	7

Les charges d'exploitation nettes progressent de **17 %**. Cet accroissement est la résultante d'une augmentation des charges brutes d'exploitation de **12 %** (soit 2 086 k€) et d'une progression des recettes d'acheminement vers le réseau aval (+41% ou 7k€) malgré la baisse de **14 %** des recettes liées aux prestations complémentaires.

Une part importante de la croissance des charges nettes d'exploitation résulte de l'adhésion des nouvelles communes au contrat historique. Ainsi, à périmètre constant, les charges nettes d'exploitation augmentent dans des proportions moindres, elles s'élèvent de **9 % soit 1 350 k€ vs 2 454 k€**.

Concession Historique en k€ Détail des charges d'exploitation brutes	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %
Main d'œuvre		8 288	9 006	9%
Achats de matériel, fournitures et énergie		1 406	2 433	73%
Sous-traitance		2 366	2 724	15%
Redevances (contractuelle et occupation du domaine public)		475	529	11%
Impôts et taxes		305	290	-5%
Autres charges d'exploitation		4 303	4 247	-1%
Somme		17 143	19 229	12%

Les charges d'exploitation brutes progressent de **12 %**, à périmètre constant, elles progressent de moins de **5 %**.

Le concessionnaire a présenté un certain nombre d'explications concernant l'évolution des charges appréhendées **sur le périmètre concédé national**. Les éléments ci-après proviennent de cette source :

- Pour expliquer la hausse des charges de main d'œuvre, le concessionnaire indique ainsi que celle-ci résulte des accords salariaux de soutien au pouvoir d'achat et de la hausse des prix des énergies qui affecte l'avantage en nature dit « tarif agent ».
- La hausse du poste « achats de matériel fournitures et énergie » est à imputée à la hausse des prix du gaz et à l'inflation.
- La hausse du poste « sous-traitance » est expliquée par la dynamique des projets « changement de gaz » et biométhane ainsi que par le volume soutenu des interventions du domaine réseau et par l'inflation.
- La baisse des impôts et taxes résulte quant à elle de la très forte diminution des impôts de production (CFE/CVAE).

Les charges d'investissement progressent de **15 %**, ce mouvement résulte pour moitié de l'extension du périmètre en concession.

Le résultat (produits-charges) se contracte de 5 848 k€ hors impact climatique par rapport à celui de l'exercice précédent. **Si nous prenons en compte cet impact, le résultat se contracte de 6 052 k€**. La contribution à la péréquation nationale est négative à hauteur de 63 k€. Cela signifie que la concession historique bénéficie de la péréquation tarifaire nationale. La ligne « autres » du compte de régulation est calculée par différence entre les recettes, les charges de la concession, l'impact climatique et la contribution à la péréquation.

Le tableau ci-dessous présente le compte de régulation de la Concession historique à iso périmètre :

Compte de régulation Concession Historique en k€ À iso périmètre	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	28 404	30 141	32 756	31 113	-10%	-3 471
<i>Part Abonnement</i>	11 213	12 114	12 064	12 312	-3%	-362
<i>Part Consommation</i>	15 816	16 557	19 156	17 127	-15%	-3 109
<i>Part Capacité (+Terme distance TP)</i>	627	613	631	708	-3%	-20
<i>Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)</i>	748	857	906	965	2%	19
Charges Nettes d'Exploitation	12 432	13 336	13 890	15 853	9%	1 350
<i>Charges d'exploitation brutes</i>	14 409	16 373	16 333	17 941	5%	798
<i>Recettes liées aux prestations complémentaires</i>	-1 956	-3 029	-2 426	-2 064	-21%	-559
<i>Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée</i>	-21	-8	-17	-24	37%	7
Charges d'investissements	15 135	16 106	16 564	18 743	8%	1 320
<i>Remboursement économique</i>	7 997	9 610	9 875	11 236	8%	818
<i>Rémunération de la base d'actifs</i>	7 137	6 496	6 689	7 507	7%	502
Produits moins Charges	838	699	2 302	-3 483		
Impact climatique	684	-175	1 657	172		
Contribution à la péréquation	-1 555	-429	-1 048	-224		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 710	1 304	1 693	-3 432		

1.2 Autres concessions

Compte de régulation Concession 2005 en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	217	220	236	219	-7%	-17
Part Abonnement	107	111	113	111	-1%	-1
Part Consommation	98	96	110	94	-15%	-16
Part Capacité (+Terme distance TP)	7	7	7	7	0%	0
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	5	6	7	7	5%	0
Charges Nettes d'Exploitation	118	123	154	152	-2%	-2
Charges d'exploitation brutes	136	149	164	164	0,02%	0,04
Recettes liées aux prestations complémentaires	-18	-26	-10	-12	24%	2
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	0	0	0	0	0	0
Charges d'investissements	241	235	242	262	8%	20
Remboursement économique	97	115	119	131	10%	12
Rémunération de la base d'actifs	144	120	123	131	7%	9
Produits moins Charges	-141	-138	-160	-195		
Impact climatique	6	0	11	2		
Contribution à la péréquation	-161	-147	-184	-165		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	15	9	13	-33		

Compte de régulation Concession 2006 en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	27	26	28	24	-14%	-4
Part Abonnement	12	12	12	11	-6%	-1
Part Consommation	14	13	15	12	-20%	-3
Part Capacité (+Terme distance TP)	0	0	0	0	0	0
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	1	1	1	1	-2%	0
Charges Nettes d'Exploitation	53	14	13	17	30%	4
Charges d'exploitation brutes	56	15	16	18	12%	2
Recettes liées aux prestations complémentaires	-2	-1	-3	-1	-55%	-2
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	0	0	0	0	0	0
Charges d'investissements	35	34	34	37	8%	3
Remboursement économique	14	17	17	19	10%	2
Rémunération de la base d'actifs	21	17	17	18	7%	1
Produits moins Charges	-61	-22	-19	-30		
Impact climatique	1	0	2	1		
Contribution à la péréquation	-64	-23	-22	-26		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	2	1	2	-4		

Compte de régulation Concession 2007 en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	21	24	25	22	-12%	-3
Part Abonnement	9	11	11	11	1%	0
Part Consommation	11	12	14	10	-24%	-3
Part Capacité (+Terme distance TP)	0	0	0	0	0	0
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	1	1	1	1	5%	0
Charges Nettes d'Exploitation	27	28	24	19	-20%	-5
Charges d'exploitation brutes	34	30	24	19	-21%	-5
Recettes liées aux prestations complémentaires	-7	-1	-0,3	-0,1	-65%	-0,2
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	0	0	0	0	0	0
Charges d'investissements	33	31	32	34	7%	2
Remboursement économique	13	15	16	17	9%	1
Rémunération de la base d'actifs	20	16	16	17	6%	1
Produits moins Charges	-39	-36	-30	-31		
Impact climatique	1	0	1	0		
Contribution à la péréquation	-41	-36	-33	-27		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	2	0	1	-4		

Compte de régulation Ensemble Concessions péréquées en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Évolution 2021/2022 En €
Recettes d'acheminement	28 669	30 410	34 873	33 794	-3%	-1 079
Part Abonnement	11 341	12 248	12 810	13 384	4%	574
Part Consommation	15 939	16 678	20 374	18 571	-9%	-1 803
Part Capacité (+Terme distance TP)	634	620	735	795	8%	60
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	755	864	954	1 045	10%	91
Charges Nettes d'Exploitation	12 630	13 501	14 693	17 144	17%	2 451
Charges d'exploitation brutes	14 634	16 567	17 347	19 431	12%	2 083
Recettes liées aux prestations complémentaires	-1 984	-3 058	-2 637	-2 263	-14%	-374
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	-21	-8	-17	-24	37%	7
Charges d'investissements	15 443	16 406	17 731	20 452	15%	2 721
Remboursement économique	8 121	9 757	10 570	12 245	16%	1 675
Rémunération de la base d'actifs	7 321	6 650	7 161	8 207	15%	1 046
Produits moins Charges	597	503	2 449	-3 801		
Impact climatique	691	-175	1 779	207		
Contribution à la péréquation	-1 822	-636	-1 130	-281		
Autres (régularisation du tarif précédent, impayés...)	1 728	1 314	1 801	-3 728		

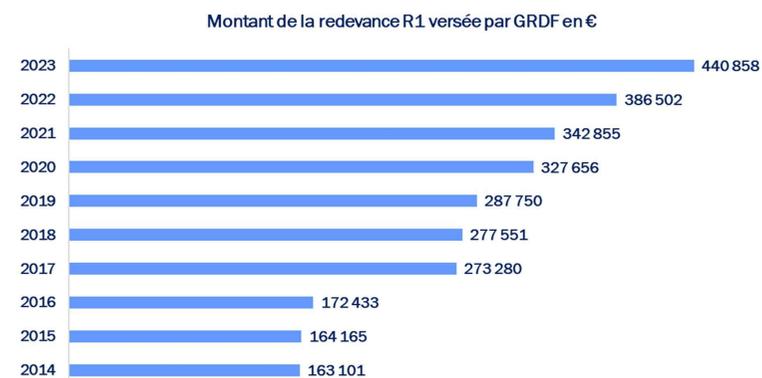
Concession 2017 Concession non péréquée en k€	2019	2020	2021	2022
Recettes d'acheminement	9	14	19	19
Part Abonnement	4	6	9	9
Part Consommation	5	7	10	9
Somme de Part Capacité (+Terme distance TP)	0	0	0	0
Part Commissionnement	0,1	0,2	0,3	0,4
Charges nettes d'exploitation	21	14	21	11
Charges brutes d'exploitation	35	17	22	12
Recettes liées aux prestations complémentaires	-14	-3	0	-1
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	0	0	0	0
Charges d'investissements	11	17	17	17
Charges liées aux investissements de la concession	11	17	17	17
Charges liées aux investissements du réseau d'amenée	0	0	0	0
Résultat avant impôt sur les sociétés	-23	-17	-20	-9
Dont impact climatique	0	0	1	0,5

17. La redevance R1

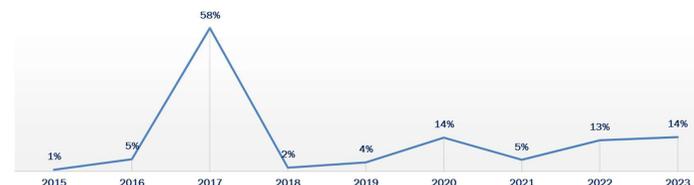
Les redevances dites R1 ont pour objet de financer les frais supportés par le syndicat en vue de lui permettre d'exercer ses compétences dans les domaines suivants :

- contrôle de la concession,
- conciliation en cas de litige entre les consommateurs finals et le Concessionnaire,
- coordination des travaux du Concessionnaire avec ceux de la voirie et des autres réseaux,
- actions tendant à la maîtrise de la demande de gaz naturel des consommateurs finals et conseils donnés pour la bonne application du catalogue des prestations,
- études générales sur l'évolution du service concédé,
- part des frais de structure de l'Autorité concédante qui se rapporte à la distribution de gaz naturel.

Les cahiers des charges fixent les modalités de calcul et de versement de ces redevances. Les montants versés au syndicat ont été les suivants :



Les évolutions constatées ont été les suivantes :



La redevance R1 en augmentation constante. Cette augmentation est liée au principal à l'extension du périmètre du contrat historique.

18. Bilan partie comptabilité et finances



Points forts

- L'augmentation des investissements d'adaptation et de modernisation des ouvrages depuis deux exercices.



Points en attente ou à surveiller

Points à surveiller (données 2023)

- L'évolution de valeur brute/usagers qui est en progression : l'accroissement de la valeur d'actif brute est nettement plus rapide que le nombre d'usagers desservis.
- L'évolution du ralentissement de l'activité du concessionnaire constatée pour l'exercice 2022 (à périmètre constant) :
 - Baisse de 36% des dépenses d'investissement de raccordements en flux

Points en attente (données 2023)

- La localisation de l'ensemble des ouvrages d'interface usagers qui devrait créer une unicité des données communiquées.
- Comme l'exercice précédent, le SDEC ÉNERGIE souligne que l'impact du changement de régime juridique des ouvrages d'interface sur le périmètre des concessions n'a pas été transmis et ne peut être reconstitué.
- Clarification de la portée de valeur nette réévaluée.



Points faibles ou en attente récurrente

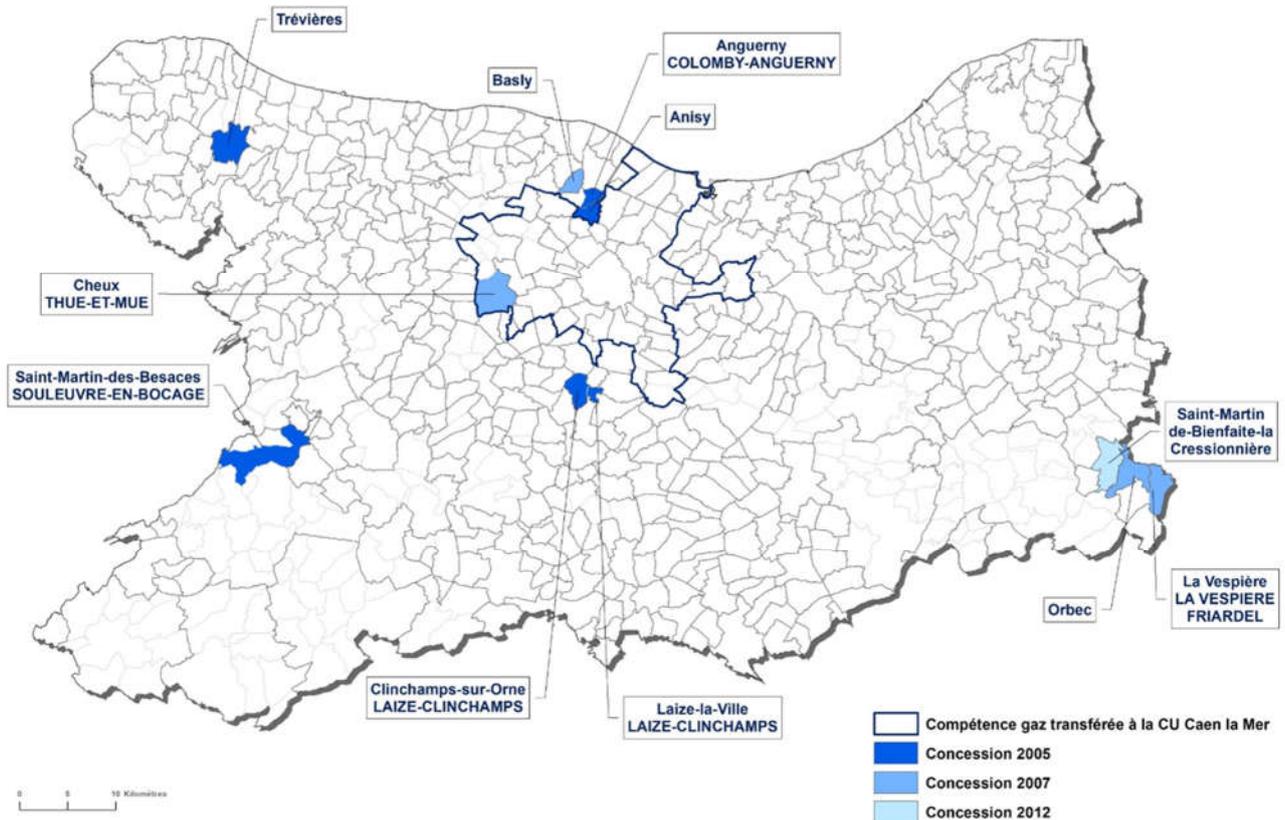
- La présentation des origines de financement doit être corrigée.
- Le sort des passifs de concession mérite d'être éclairci.
- Les nombreuses limites à l'information transmise au titre des amortissements au Concédant doivent être levées.
- L'information relative à la provision pour renouvellement doit être complétée.
- L'information relative au droit du Concédant doit être clarifiée et complétée.
- L'information financière reste lacunaire.

Synthèse mission de contrôle 2023
Concessionnaire PRIMAGAZ
Données 2022

Le périmètre

Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Colomby-Angerny (Anguerny), Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Trévières.
Concession 2007	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel, (La Vespière).
Concession 2012	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

^[1] Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre des communes déléguées, signalées entre parenthèses dans ce tableau.



Données contractuelles	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture gaz propane		
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2042

Quelques données chiffrées

Synthèse des contrats à fin 2022	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Total
Nombre d'usagers	nb	262	208	10	480
Volumes consommés	GWh	3,8	11,2	1,3	16,2
Longueurs de réseau	km	15,5	9,8	1,3	26,5
Nombre d'incidents	nb	5	5	0	10
Nombre d'usagers coupés	nb	78	1	0	79
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 119	965	139	2 222
Dépenses annuelles investies	k€	0	0,8	0	0,8
Résultats d'exploitation	k€	44	-95	69	

Extraits des conclusions du rapport de contrôle

Bilan	Commentaires
	Le Concessionnaire a clarifié plusieurs éléments fournis (notion de raccordement). Cette clarification doit se poursuivre.
	Taux de réseau en classe A à 100% ou relevant des exceptions règlementaires pour toutes les communes (en unités urbaine ou non).
	Les documents communiqués par le Concessionnaire sont exhaustifs mais leurs corrections complexifient la mission de contrôle.
	Plusieurs indicateurs, compte tenu de leurs évolutions, sont sous surveillance (évolution du nombre de consommateurs, évolution des reliquats, évolution du nombre d'usagers coupés, évolution du nombre de réclamations...)
	Le développement des concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2012, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions. La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.
	Parfaire la complétude de documents transmis par des prestataires (procès-verbaux d'essais, procès-verbaux de réception, rapports de visites annuelles des réseaux).
	Fiabiliser les données avant leur transmission au Concédant (cohérence entre inventaires techniques, cartographique et comptable), notamment concernant les vannes, les canalisations posées (caractéristiques), les citernes de stockage (années de fabrication), les coffrets.
	Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence et des version pro forma doivent être produites pour les exercices 2020/2021.
	Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de service ne sont pas satisfaisants (la consolidation des tarifs sociaux doit être mise en œuvre plus rapidement, absence de d'automatisation du conseil tarifaire, impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes).
	Le Concessionnaire doit corriger et compléter plusieurs données des inventaires comptables et la significativité des résultats des comptes d'exploitation doit s'améliorer.



Mission de contrôle 2023

Rapport PRIMAGAZ

Données 2022

Périmètre de la mission contrôle

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, **Autorité organisatrice de la distribution de gaz en charge de l'organisation du service public de gaz au nom et pour le compte de ses membres lui ayant confié cette compétence** a conclu en 2005 et 2007¹ deux conventions de Concession pour le service public de la distribution de gaz (Concession 2005 et 2007) avec la société **PRIMAGAZ** d'une durée de 30 ans.

Aux termes de ces conventions de Concession, le **Concessionnaire PRIMAGAZ** s'est engagé à concevoir, réaliser, exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées et à fournir du **gaz propane** aux usagers. Ces conventions de concession ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de Délégation de Service Public (DSP).

Il est à noter que, depuis 2020, le périmètre de la mission de contrôle a été élargi au contrôle du bon accomplissement des missions de PRIMAGAZ sur la commune de **Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière (Concession 2012)**. Cette évolution est la conséquence du transfert de la compétence d'Autorité organisatrice de la distribution de gaz de la commune de Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière, au SDEC ÉNERGIE².

Cette commune qui a concédé, à compter du 19 janvier 2012 et pour 30 ans, l'exploitation, le service public de la distribution de **gaz propane** à la société PRIMAGAZ, le SDEC ÉNERGIE, par un courrier en date du 8 novembre 2019, a informé le Concessionnaire de sa substitution à la commune dans le cadre de l'exécution du contrat de Concession signé et précisé qu'il devenait, au lieu et place de la commune, Autorité organisatrice de la distribution de gaz sur son périmètre, en charge notamment du contrôle du bon accomplissement des missions du Concessionnaire à compter de la mission de contrôle 2020 (données 2019).

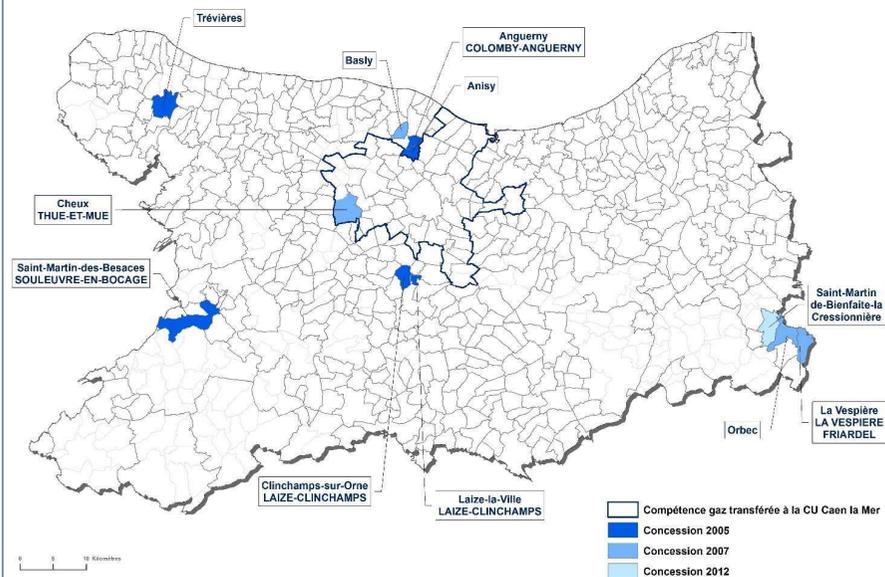
Le périmètre de la mission de contrôle n'a pas évolué depuis lors. La carte ci-contre présente les différents périmètres géographiques des Concessions.

Les conventions de Concession	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture gaz propane		
Durée	30 ans	30 ans	30 ans
Terme des conventions	2035	2037	2042

¹ Conventions de Concession en date du 22 septembre 2005 et du 26 octobre 2007.

² A la suite des délibérations concordantes en date du 23 septembre 2019, pour la commune et du 25 octobre 2019, pour le SDEC ÉNERGIE.

Le périmètre géographique des Conventions de concession



Concession 2005	Colomby-Angerny (Anguerny) ³ , Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Trévières.
Concession 2007	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel, (La Vespière).
Concession 2012	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

Situation particulière de la commune de Basly : l'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de la Concession 2007 impose la réalisation de 700 m de réseau de 1er établissement sur cette commune. Ce réseau n'a pas été réalisé à ce jour, au motif qu'aucun site de stockage à proximité des prospects n'a pu faire l'objet d'un consensus entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et la Commune.

Le SDEC ÉNERGIE réalise chaque année une mission de contrôle afin de s'assurer du bon accomplissement des missions confiées au Concessionnaire. Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la mission de contrôle 2023 à partir des données communiquées par le PRIMAGAZ au titre de l'année 2022.

Déroulement de la mission de contrôle 2023 :



Les échanges liés à la mission de contrôle 2023 ont été organisés en vidéoconférence et en présentiel. Pour la partie comptable de la mission de contrôle 2023, le SDEC ÉNERGIE a été accompagné par les représentants du Cabinet COGEDIA.

Objet de la mission de contrôle

La mission de contrôle a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- **À la qualité du service aux usagers** => évolution du nombre d'usagers par catégories, du volume distribué, des réclamations, des taux de satisfaction...
- **Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année** => évolution par nature, en quantité et en valeur, des travaux réalisés et de la maintenance...
- **À l'inventaire technique des ouvrages** => évolution du patrimoine : nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge...
- **À la qualité de fourniture et la sécurité** => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz...
- **À l'analyse comptable et financière** => évolution des valeurs comptables et l'analyse des comptes d'exploitation.

Le présent rapport compte donc 5 parties :

- I. **Les usagers,**
- II. **Les travaux,**
- III. **Les ouvrages,**
- IV. **La qualité de fourniture et la sécurité,**
- V. **L'analyse comptable et financière,**

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :



➡ Les points forts,



➡ Les points en attente ou à surveiller,



➡ Les points non conformes ou en attentes d'évolution depuis plusieurs exercices.

L'icône signale, l'existence d'éléments à retenir, la présentation d'éléments de définition ou la présentation de données à des mailles différentes.

³ Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre des communes déléguées, signalées entre parenthèses dans ce tableau.

Quelques éléments d'informations relatifs au Concessionnaire PRIMAGAZ

PRIMAGAZ est une entreprise de distribution de gaz butane et de propane en bouteille en citerne ou en réseau, créée en 1934.

PRIMAGAZ voit le groupe **SHV Energy** entrer à son capital en 1982, avant d'en devenir une filiale à part entière à partir de 1999.

PRIMAGAZ assure le stockage, le conditionnement et la distribution de gaz butane et de propane. En 2003, PRIMAGAZ devient la première société privée à bénéficier du statut d'opérateur gazier en France, dans le cadre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité.

En 2013, par arrêté du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, PRIMAGAZ devient la première entreprise autorisée à fournir du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) par camions sur le territoire français.

Monsieur Jan Schouwenaar a été nommé PDG de PRIMAGAZ, à compter du 1^{er} juin 2023. Il prend la succession de madame Glaura Kartalian qui présidait l'entreprise depuis 2020.

Gaz naturel, GPL, propane, butane : quelles différences ?

Le gaz naturel et les GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés) possèdent des caractéristiques différentes.

Le gaz naturel est un hydrocarbure fossile qui se compose d'un mélange de gaz, principalement de méthane. Il s'obtient grâce à l'extraction de gisements de pétrole ou de gaz naturel. Il est ensuite transporté dans les réseaux de distribution.

Les GPL proviennent pour 60 % des champs de gaz naturel et de pétrole. Le reste de la production des GPL provient des raffineries, lors des opérations de distillation du pétrole brut.

Le gaz naturel est utilisé dans les logements pour la cuisson des aliments, le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Les GPL regroupent, **le gaz propane**, utilisé pour la cuisson des aliments, le chauffage et l'eau chaude, **le gaz butane**, utilisé principalement pour la cuisson des aliments et **le GPL carburant** (GPL-c), utilisé pour les véhicules.

L'avantage majeur des GPL est d'être très facilement stockable et transportable.

Le gaz propane en réseau

Le réseau de gaz propane fonctionne de la même façon que le réseau de gaz naturel.

Grâce à un réseau de canalisations souterraines reliant les habitations et les entreprises, le gaz propane est distribué à différents clients (particuliers, entreprises, collectivités territoriales). Chaque usager dispose d'un compteur.

Le gaz distribué est stocké dans une citerne proche des habitations et des entreprises qu'il dessert. Cette citerne peut être soit aérienne, soit, le plus souvent, enterrée.

Comme pour le gaz naturel ou toute autre installation énergétique, le réseau de gaz propane doit répondre à certaines règles de conformité pour garantir son bon fonctionnement et assurer la sécurité de l'installation pour les particuliers et les entreprises alentour.

Ces réseaux sont régis par l'arrêté du 13 juillet 2000 qui encadre leur conception, leur construction, leur mise en service, leur exploitation et leur maintenance.

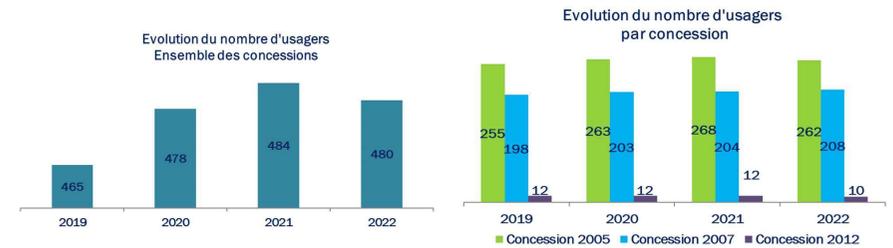
Aujourd'hui, on compte environ 3 900 réseaux de canalisation alimentant plusieurs clients en propane en France et environ 49 700 foyers bénéficient du raccordement à un réseau de propane. (Données site SELECTA).

TABLE DES MATIÈRES

I. LES USAGERS.....	8
1. Le nombre d'usagers.....	8
2. Les consommations en GWh.....	10
3. L'évolution des tarifs.....	12
4. La facturation.....	22
5. Les prestations réalisées par le Concessionnaire.....	26
6. Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire.....	27
7. Les réclamations et la satisfaction des usagers.....	29
8. BILAN DE LA PARTIE USAGERS.....	30
II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE.....	31
1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux.....	31
2. Les extensions de réseau de distribution.....	32
3. Le nombre de points de comptage et d'estimation (PCE) cumulés.....	34
4. Les raccordements.....	37
5. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	38
III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION.....	40
1. Qualité des données communiquées.....	40
2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux.....	41
3. Le linéaire de canalisations de distribution.....	42
4. Le linéaire de canalisations de branchements.....	44
5. Les citernes de stockage.....	46
6. Les compteurs et les coffrets.....	47
7. Les vannes.....	48
8. La cartographie des ouvrages.....	49
9. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES.....	50
IV. QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ.....	52
1. Les signalements et incidents.....	52
2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités.....	54
3. Le délai d'intervention du prestataire.....	55
4. La surveillance des réseaux et la prévention.....	56
5. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....	57
V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES.....	59
1. Données comptables et financières communiquées.....	59
2. Les valeurs brutes en k€.....	60
3. Les valeurs brutes en k€ des ouvrages financés par le Concessionnaire.....	62
4. Les dépenses d'investissement 2022 en k€.....	63
5. Les amortissements et les valeurs nettes en k€.....	64
6. Le financement du renouvellement des ouvrages.....	68
7. Les droits du Concédant en k€.....	69
8. Les comptes d'exploitation – Concession 2005.....	70
9. Les comptes d'exploitation – Concession 2007.....	72
10. Les comptes d'exploitation – Concession 2012.....	74
11. Conclusions relatives à la rentabilité des Concessions.....	75
12. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE.....	76
VI. Annexe n° 1 : Les coefficients de conversion.....	77
VII. Annexe n° 2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune.....	79
VIII. Annexe n° 3 : Ensemble des valeurs comptables par commune intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune.....	80

I. LES USAGERS

1. Le nombre d'usagers



En 2022, on relève **480 usagers** pour l'ensemble des Concessions, soit **262 usagers** pour la Concession 2005, **208 usagers** pour la Concession 2007 et **10 usagers** pour la Concession 2012.



Pour l'ensemble des Concessions, le nombre d'usagers **diminue 0,8 %** soit une diminution de 4 usagers. **Cette situation est exceptionnelle.** En effet, seuls deux exercices depuis la mise en gaz des Concessions font apparaître un solde négatif de consommateurs par rapport à l'exercice précédent (il s'agit des exercices 2018 et 2022).

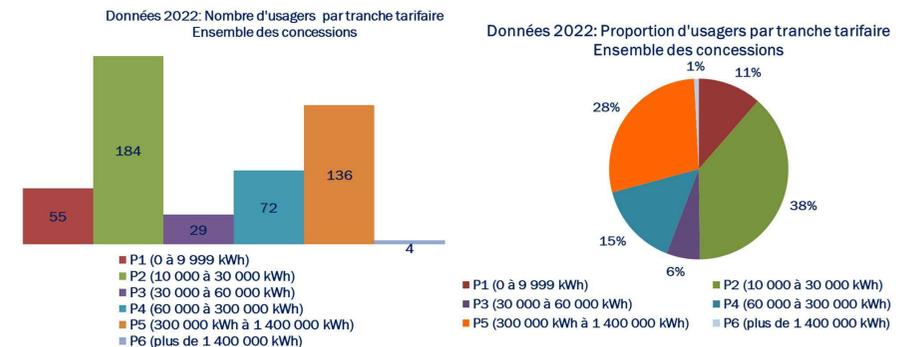
Le nombre d'usagers de deux Concessions diminue :

- La Concession 2005 perd 6 usagers par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2012 perd 2 usagers après 3 années de stagnation.

La Concession 2007 compte 4 usagers supplémentaires,

En 2022, 38 % des usagers (184) disposent de contrat de type P2 et 28 % des usagers (136) disposent de contrat de type P5. 4 usagers disposent d'un contrat de type P6.

Cette répartition est similaire à celle des exercices précédents.





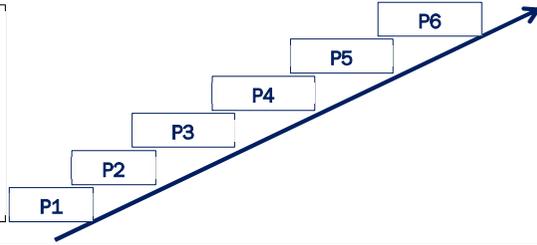
La segmentation des usagers

La segmentation des usagers est basée sur leurs consommations annuelles, les prix du kWh de propane varient en fonction de cette tranche tarifaire.

Tranches tarifaires	Consommations annuelles Concession 2005/2007	Consommations annuelles Concession 2012
P1	De 0 à 9 999 kWh/an	De 0 à 10 000 kWh/an
P2	De 10 000 à 30 000 kWh/an	De 10 001 à 30 000 kWh/an
P3	De 30 000 à 60 000 kWh/an	De 30 001 à 60 000 kWh/an
P4	De 60 000 à 300 000 kWh/an	De 60 001 à 300 000 kWh/an
P5	De 300 000 kWh à 1 400 000 kWh/an	De 300 001 kWh à 1 500 000 kWh/an
P6	Plus de 1 400 000 kWh/an	Plus de 1 500 001 kWh/an

La pyramide tarifaire — Fourniture de gaz propane

En principe, plus le volume annuel consommé est important, plus le prix unitaire de la molécule est moindre.



Les usagers à la maille communale

Concession 2005/Nom de la Commune	2019	2020	2021	2022
Colomby-Angerny (Anguerny)	16	17	18	17
Anisy	20	21	24	24
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orme)	75	76		
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	14	16	94	91
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	26	26	27	26
Trévières	104	107	105	104
Somme	255	263	268	262

Concession 2007/Nom de la Commune	2019	2020	2021	2022
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	33	33	33	33
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	12	12	12
Orbec	153	158	159	163
Somme	198	203	204	208

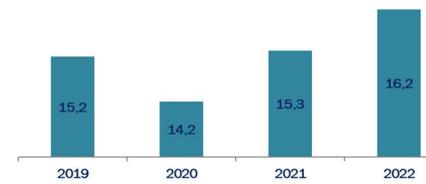
Concession 2012	2019	2020	2021	2022
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	12	12	12	10

Les usagers par tranche tarifaire Ensemble des Concessions

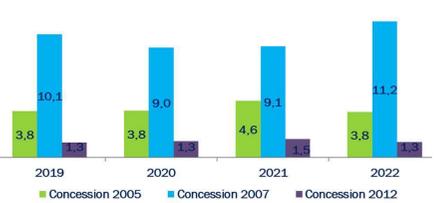
Ensemble des Concessions	2019	2020	2021	2022	Évolution %	Évolution nb	Proportion
P1	39	41	44	55	25 %	11	11 %
P2	179	183	183	184	1 %	1	38 %
P3	27	22	25	29	16 %	4	6 %
P4	81	78	75	72	-4 %	-3	15 %
P5	136	141	144	136	-6 %	-8	28 %
P6	3	13	13	4	-69 %	-9	1 %
Total cumulé	465	478	484	480	-0,8 %	-4	

2. Les consommations en GWh

Evolution du volume consommé Ensemble des concessions en Gwh

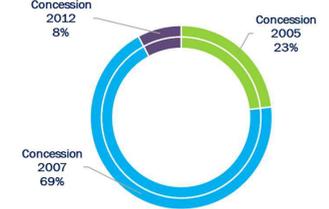


Evolution du volume consommé en Gwh par concession



16,2 GWh de gaz propane ont été consommés sur l'ensemble des Concessions (3,8 GWh pour la Concession 2005, 11,2 GWh pour la Concession 2007 et 1,3 GWh pour la Concession 2012). La Concession 2007 représente 69 % du volume consommé en 2022.

Part du volume consommé en 2022 de chaque Concession



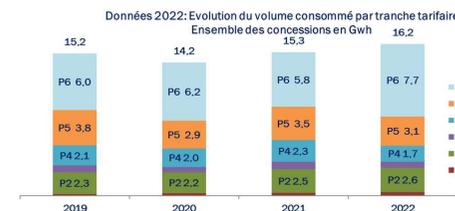
Après trois années consécutives de contraction en 2018, 2019 et 2020, le volume consommé de l'ensemble des Concessions progresse depuis les deux derniers exercices. Le volume consommé en 2022 progresse de 0,9 GWh, soit 5,8 %, par rapport à l'exercice précédent.

À la maille des Concessions, le volume consommé décroît sur le périmètre des concessions 2005 et 2012. Pour ce qui concerne la Concession 2005, les consommations diminuent de plus de 19 % (0,9 GWh). Pour ce qui concerne la Concession 2012, les consommations diminuent de plus de 16 % (0,2 GWh).

Plusieurs phénomènes peuvent expliquer ces baisses marquées : l'effet climat (l'année 2022 s'avère être l'année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, affichant un écart avec 2021 de +1,58 °C), la crise économique, les efforts de sobriété de la part de l'ensemble des consommateurs du fait d'une prise de conscience sociétale, la réduction des consommations liée à la hausse des prix de l'énergie.

À l'inverse, les consommations de la Concession 2007 progressent de plus de 22 % (2 GWh). La significativité de cette évolution est limitée, car elle est liée à l'enregistrement en 2022 de consommations 2021 de la tranche P6. Cette régularisation portant sur un volume conséquent (plus de 1,9 GWh), si on neutralise son impact en corrigeant les consommations des deux exercices, on relève que les consommations de la Concession 2007 diminuent en 2022 de 1,8 GWh (soit une diminution de 16 %).

48 % des consommations de l'ensemble des concessions ressortent de la tranche de consommation P6, 19 % de la tranche P5 et 16 % de la tranche P2.



Données 2022: Proportion d'usagers par tranche tarifaire Ensemble des concessions





Le volume consommé en GWh à la maille communale

Concession 2005/Nom de la Commune	2019	2020	2021	2022	Évolution
Colomby-Angerny (Anguerny)	0,2	0,2	0,2	0,2	-23 %
Anisy	0,4	0,4	0,5	0,4	-18 %
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orme)	1,4	1,4	1,8	1,5	-19 %
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	0,2				
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	0,3	0,2	0,3	0,5	101 %
Trévières	1,5	1,7	1,8	1,2	-35 %
Somme	3,8	3,8	4,6	3,8	-19 %

Concession 2007/Nom de la Commune	2019	2020	2021	2022	Évolution
Basly					
Thue et Mue (Cheux)	0,2	0,2	0,2	0,2	-2 %
La Vespière-Friardel (La Vespière)	6,2	5,1	5,0	7,3	45 %
Orbec	3,7	3,7	3,9	3,7	-6 %
Somme	10,1	9,0	9,1	11,2	22 %

Concession 2012	2019	2020	2021	2022	Évolution
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	1,3	1,3	1,5	1,3	-16 %

Le volume consommé en GWh par tranche tarifaire et par Concession

Concession 2005	2019	2020	2021	2022	Évolution
P1	0,1	0,1	0,2	0,2	17 %
P2	1,4	1,4	1,6	1,7	8 %
P3	0,5	0,3	0,4	0,3	-29 %
P4	0,8	1,2	1,5	1,0	-34 %
P5	0,9	0,7	1,0	0,5	-44 %
P6					
Somme	3,8	3,8	4,6	3,8	-19 %

Concession 2007	2019	2020	2021	2022	Évolution
P1	0,1	0,1	0,1	0,2	36 %
P2	0,8	0,7	0,8	0,8	-7 %
P3	0,2	0,2	0,4	0,4	-4 %
P4	1,2	0,7	0,7	0,7	-10 %
P5	1,8	1,1	1,2	1,4	18 %
P6	6,0	6,2	5,8	7,7	33 %
Somme	10,1	9,0	9,1	11,2	22 %

Concession 2012	2019	2020	2021	2022	Évolution
P1					
P2	0,1	0,0	0,1	0,0	-6 %
P3			0,02	0,01	-51 %
P4	0,1	0,1	0,1	0,1	-30 %
P5	1,1	1,2	1,4	1,2	-15 %
P6					
Somme	1,3	1,3	1,5	1,3	-16 %

3. L'évolution des tarifs

a) Les principes

La tarification du service public de gaz propane est dépendante des besoins annuels des usagers. Elle est composée d'un terme proportionnel à la consommation dit « tarif de fourniture du gaz propane » et d'un terme d'abonnement.

Le tarif de fourniture est composé de deux parties, le prix d'achat du gaz et le prix des autres charges, supportées par le Concessionnaire (voir ci-contre).

Le tarif de fourniture est actualisé trois fois par an. Cette actualisation est réalisée selon les modalités prévues dans les cahiers des charges des Concessions. Ces modalités sont similaires pour les Concessions 2005 et 2007.

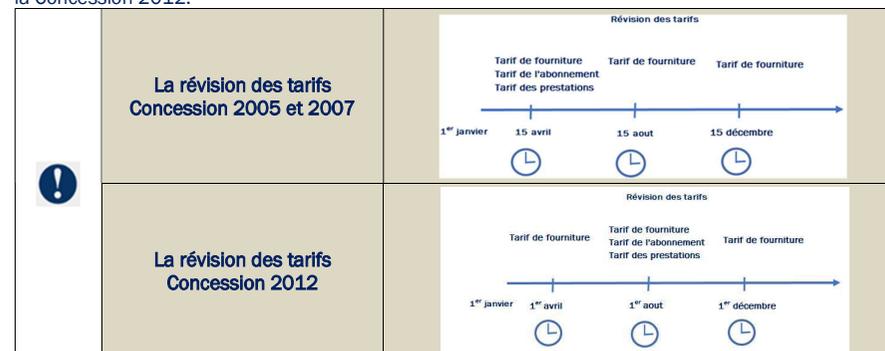


Pour ce qui concerne la Concession 2012, il est prévu que : « Le prix de vente du gaz... évolue chaque quadrimestre en fonction du barème "PRIMACOMPTEUR" publié par le Concessionnaire moins la remise R... Les remises R en fonction des tranches varieront à la hausse ou à la baisse à chaque début de quadrimestre... en fonction des conditions d'achat de PRIMAGAZ... ».

L'évolution du tarif de fourniture d'une période tarifaire à une autre est limitée à +/-10 % par rapport au tarif précédent pour les trois Concessions.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le reliquat généré par le plafonnement du tarif de fourniture du gaz propane est réintroduit dans le prix de vente. Si ceci n'entraîne pas une variation de +/- 10 % par rapport au tarif précédent, le reliquat annuel est reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

Le tarif de l'abonnement est révisé une fois par an en avril (Concession 2005 et 2007) et en août pour la Concession 2012.



Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires d'un logement social⁴. Le tarif de fourniture du gaz applicable au locataire est fonction de la consolidation des consommations des logements de son bailleur social sur la commune. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs différents sites.

Tous les usagers qu'ils soient équipés d'une citerne avec compteur ou citerne VRAC qu'ils soient raccordables ou non au réseau (-25 m) bénéficient des tarifs négociés dans le cadre des Concessions (conversion des consommations livrées en tonnes en kWh).

⁴ Voir p° 24 du présent rapport.



La révision des prix – Concessions 2005 et 2007

I) Révision du tarif de fourniture

Sur la base des prix initiaux fixés en début de convention, le tarif de fourniture est révisé chaque trimestre selon les formules ci-dessous :

Concession 2005		Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
Prix initiaux en cts d'€/kWh (1 ^{er} mai 2005)				
P1		2,5	3,4	5,9
P2		2,5	2,3	4,8
P3		2,5	2,1	4,6
P4		2,5	1,8	4,4
P5		2,5	1,7	4,2
P6		2,5	1,1	3,6
Concession 2007		Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
Prix initiaux en cts d'€/kWh (1 ^{er} juillet 2007)				
P1		2,47	3,56	6,03
P2		2,47	2,4	4,88
P3		2,47	2,2	4,68
P4		2,47	1,93	4,4
P5		2,47	1,78	4,25
P6		2,47	1,78	4,25

1) Le prix actualisé d'achat du gaz est égal à la moyenne du prix du gaz du trimestre précédent. La moyenne du prix du gaz du trimestre précédent s'obtient selon la formule suivante :

$$PA = [\frac{1}{2} (\text{CIF ARA LARGE} + \text{ANSI}) + \text{Premium}] * \text{USD}$$

Où

- PA est la moyenne du Prix du trimestre en €. HT.
- CIF ARA LARGE : est l'index « Cost Insurance Freight ARA LARGE » communiqué par l'ARGUS INTERNATIONAL.
- ANSI est l'index « Argus North Sea Index » communiqué par l'ARGUS INTERNATIONAL.
- PREMIUM est le Surcoût des acheminements de produit
- USD est le taux de conversion €//\$

2) Le prix actualisé des autres charges est calculé au moyen d'un coefficient d'actualisation calculé comme suit :

$$C = 0,20 + 0,20 (TP05a_{m-6}/TP05a_0) + 0,20 (CNL_{m-6}/CNL_0) + 0,20 (X_{m-6}/X_0) + 0,20 (Y_{m-6}/Y_0)$$

Où

- TP05a est l'index national des travaux en souterrains traditionnels,
- CNL est l'indice CNL activité route avec conducteur et carburant de la Fédération des Entreprises de Transport et Logistique de France du mois (m-6). À défaut de publication, il sera considéré l'indice précédent le plus proche,
- X est l'indice mensuel INSEE du Coût horaire du travail ICHTrev-TS « Industries Mécaniques et Electriques »,
- Y est l'indice mensuel INSEE du Coût du travail ICHTrev-TS « services administratifs, soutien ».

II) Révision du prix de l'abonnement et des prestations annexes

Les prix de l'abonnement et des prestations annexes sont révisés au moyen du coefficient d'actualisation suivant :

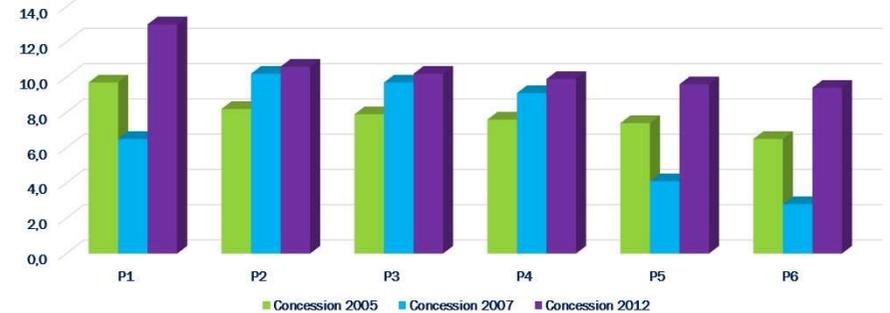
$$= 0,19 + 0,27 (TP05a_{m-6}/TP05a_0) + 0,27 (X_{m-6}/X_0) + 0,27 (Y_{m-6}/Y_0)$$

Où

- TP05a est l'index national des travaux en souterrains traditionnels,
- X est l'indice mensuel INSEE du Coût horaire du travail ICHTrev-TS « Industries Mécaniques et Electriques »,
- Y est l'indice mensuel INSEE du Coût du travail ICHTrev-TS « services administratifs, soutien ».



Décembre 2022 : Etat du tarif de fourniture Concessions 2005- 2007-2012



Le tarif de fourniture en décembre 2022 en cts € HT/kWh par Concession Hors abonnement			
Tranches tarifaires	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
P1	9,7	6,5	13,0
P2	8,2	10,2	10,6
P3	7,9	9,7	10,2
P4	7,6	9,1	9,9
P5	7,4	4,1	9,6
P6	6,5	2,8	9,4

Le tarif de fourniture de la Concession 2012 est plus élevé que ceux des Concessions 2005 et 2007.

Concession 2012 - Tarif de fourniture en décembre 2022 en cts € HT/ kWh (Hors abonnement)	Ecart en cts d'€ HT/kWh	
	Concession 2007	Concession 2005
P1	6,50	3,3
P2	0,40	2,4
P3	0,50	2,3
P4	0,80	2,3
P5	5,50	2,2
P6	6,60	2,9

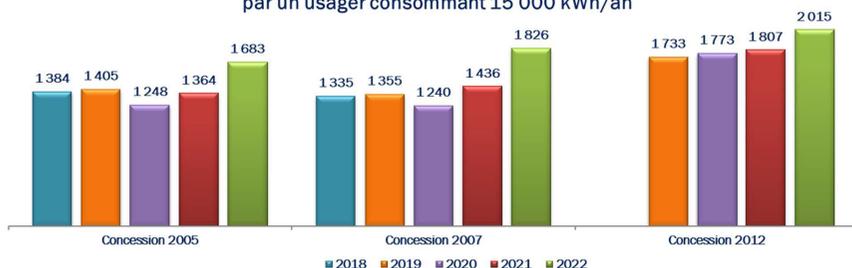
Le tarif de fourniture de la Concession 2005 est plus élevé que celui de la concession 2007 à l'exception de celui des tranches tarifaires P2, P3 et P4.

Concession 2007 - Tarif de fourniture en décembre 2022 en cts € HT/ kWh (Hors abonnement)	Ecart en cts d'€ HT/kWh	
	Concession 2007	
P1	9,7	3,2
P2	8,2	-2
P3	7,9	-1,8
P4	7,6	-1,5
P5	7,4	3,3
P6	6,5	3,7

b) Simulation du montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel⁵

Le SDEC ÉNERGIE estime le montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel (type P2) qui consomme 15 000 kWh/an en € TTC.

Estimation: Evolution du montant payé en € par un usager consommant 15 000 kWh/an



En 2022, le montant de cette facture est estimé à :

- 1 683 € TTC pour un usager de la Concession 2005, en progression de 23 % par rapport à 2021,
- 1 826 € TTC pour un usager de la Concession 2007, en hausse de 27 % par rapport à 2021,
- 2 015 € TTC pour un usager de la Concession 2012, en augmentation de 11 % par rapport à 2021.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, le montant payé par un usager est de 20 % plus élevé que pour un usager résidant sur la Concession 2005 et de 10 % plus élevé qu'un usager résidant sur la Concession 2007.

Interrogé sur cet écart, le Concessionnaire a répondu en 2021 : « qu'il est difficile de comparer les Concession 2005 et 2007 avec la Concession 2012, les contrats de Concession sont très différents, les formules de prix ainsi que leurs évolutions dans le temps sont totalement antinomiques.

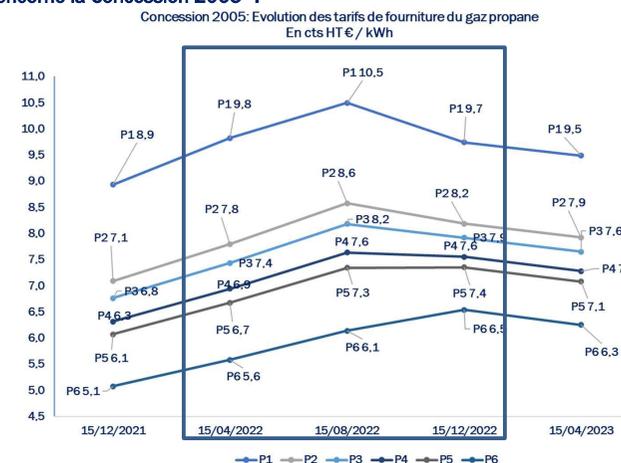
Pour rappel et comme indiqué en mission de contrôle puis lors de l'audit de 2020, la facturation des Concession 2005 et 2007 évolue en prix indexés sur le CIF ARA large alors que la DSP3 a un prix net au barème Primacompteur avec remise conjoncturelle ».

 L'Autorité concédante souhaite identifier les données qui entraînent une évolution du barème Primacompteur.

⁵ Tarifs en €TTC intégrant la TICPE.

c) Évolutions du tarif de fourniture par concession

Pour ce qui concerne la Concession 2005⁶:



Concession 2005 en cts d'€	15/12/2021	15/04/2022	15/08/2022	15/12/2022	15/04/2023
P1	8,9	9,8	10,5	9,7	9,5
Evolution		10%	7%	-7%	
P2	7,1	7,8	8,6	8,2	7,9
Evolution		10%	10%	-5%	
P3	6,8	7,4	8,2	7,9	7,6
Evolution		10%	10%	-3%	
P4	6,3	6,9	7,6	7,6	7,3
Evolution		10%	10%	-1%	
P5	6,1	6,7	7,3	7,4	7,1
Evolution		10%	10%	0,1%	
P6	5,1	5,6	6,1	6,5	6,3
Evolution		10%	10%	6%	

Après une baisse du tarif de fourniture en 2020 et une hausse quasi générale en 2021, le tarif de fourniture progresse de :

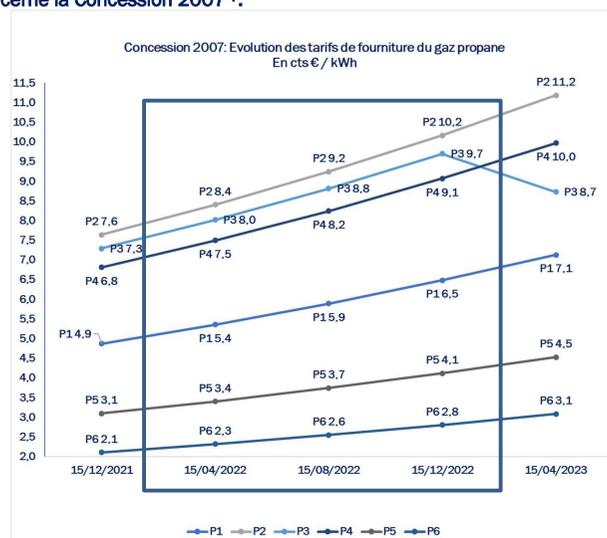
- 10 % en avril 2022 pour toutes les tranches tarifaires,
- 10 % en août 2022 pour toutes les tranches tarifaires, à l'exception de la tranche P1,
- entre +7 % et -7 % en décembre 2022.

Les prix de vente calculés ont fortement augmenté en avril et août 2022, portés par une évolution à la hausse du prix d'achat du gaz et des autres charges. Cette progression qui dépasse très largement les 10 % par rapport à la période tarifaire antérieure a été limitée à 10 % par la mise en œuvre du lissage des tarifs.

En décembre 2022, le prix d'achat du gaz étant à la baisse (-15 %) et malgré une progression des autres charges qui perdurent sur la période, les prix calculés sont en retrait par rapport à ceux de la période antérieure et les prix de vente varient dans la fourchette de -10 %/+10 % par rapport à ceux de la période tarifaire antérieure. Le lissage des prix de la Concession 2005 ne donne pas lieu à la récupération du reliquat.

⁶ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

Pour ce qui concerne la Concession 2007 7:



Concession 2007 en cts d'€	15/12/2021	15/04/2022	15/08/2022	15/12/2022	15/04/2023
P1	4,9	5,4	5,9	6,5	7,1
Evolution		10%	10%	10%	
P2	7,6	8,4	9,2	10,2	11,2
Evolution		10%	10%	10%	
P3	7,3	8,0	8,8	9,7	8,7
Evolution		10%	10%	10%	
P4	6,8	7,5	8,2	9,1	10,0
Evolution		10%	10%	10%	
P5	3,1	3,4	3,7	4,1	4,5
Evolution		10%	10%	10%	
P6	2,1	2,3	2,6	2,8	3,1
Evolution		10%	10%	10%	

Après une année 2021 où le tarif de fourniture a évolué à la hausse et à la baisse, en 2022, le tarif de fourniture a évolué à la hausse de 10 % pour toutes les tranches tarifaires. Ces évolutions sont liées :

- soit à la mise en place du lissage des prix vente, lorsque le prix calculé dépasse de plus de 10 %, le prix de vente de la période antérieure. Dès lors, le reliquat de prix non perçu est reporté sur la période tarifaire suivante.
- soit au fait que le reliquat constitué précédemment est apuré dans la limite d'une augmentation de 10 % par rapport au prix de vente de la période antérieure.

Ceci s'est traduit par une progression du reliquat. Il s'est établi à 448 k€ en mars 2023.

Pour ce qui concerne la Concession 2012⁸ :

Concession 2012 : Évolution des tarifs de fourniture de gaz propane – En cts €/kWh						
Tranches tarifaires	Décembre 2021	Avril 2022	Aout 2022	Décembre 2022	Avril 2023	Évolution 2021/2022
P1	11,0	13,0	13,0	13,0	13,8	18 %
P2	8,6	10,6	10,6	10,6	11,4	23 %
P3	8,2	10,2	10,2	10,2	11,0	24 %
P4	7,9	9,9	9,9	9,9	10,7	25 %
P5	7,6	9,6	9,6	9,6	10,4	26 %
P6	7,4	9,4	9,4	9,4	10,2	27 %

Après être resté stable en 2021, le tarif de fourniture du gaz propane a progressé en 2022 entre 18 % et 27 % en fonction des tranches tarifaires, et cela à compter du 1^{er} avril 2022.

d) Évolutions du tarif de l'abonnement

Évolution du tarif des abonnements en € HT/kWh par Concession							
Tranches tarifaires		Concession 2005		Concession 2007		Concession 2012	
		Avril 2021	Avril 2022	Avril 2021	Avril 2022	Aout 2021	Aout 2022
A1	De 0 à 9,999 kWh	18,7	19,1	17,6	17,9	14,2	14,2
A2 et A3	De 10 000 à 60 000 kWh	16,5	16,8	15,5	15,8	14,2	14,2
A4	> 300 000 kWh	28,4	28,9	15,5	15,8	21,5	21,5
A5 et A6	Plus de 300 000 kWh	27,0	27,5	26,6	27,1	23,2	23,2
Évolution		1,9 %	1,9 %	1,1 %	1,8 %	0 %	0 %

À compter du 15 avril 2022, le prix de l'abonnement progresse de 1,9 % pour ce qui concerne la Concession 2005 et de 1,8 % pour ce qui concerne la Concession 2007.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, le prix de l'abonnement n'a pas évolué le 1^{er} aout 2022.

e) Évolutions du tarif des prestations annexes

Le Concessionnaire réalise un certain nombre de prestations comprises dans le tarif de fourniture du gaz propane. Il s'agit des prestations suivantes :

- Annonce passage releveur (Communication de la date et heure du passage du releveur pour les clients dont l'index du compteur n'est pas accessible),
- Auto relève suite a absence au relève cyclique (Si l'index du compteur est inaccessible et si le client est absent lors du passage du releveur, le client peut communiquer lui-même son index au distributeur),
- Continuité de l'acheminement et de la livraison fourniture (Assurer la continuité de l'acheminement et de la livraison),
- Pose, entretien et renouvellement des compteurs et détendeurs (Maintien à disposition et remplacement des équipements de comptage et de détente défectueux pour les compteurs de débits inférieurs à 16 m3/h),
- Information coupure (Informer l'Autorité concédante, les clients et les fournisseurs d'une interruption de service pour cause d'investissement, de raccordement, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé),
- Intervention de dépannage et de réparation,
- Intervention de sécurité (Intervention du distributeur en cas d'odeur de gaz, d'incendie ou d'explosion),
- Mise hors service à la suite de la résiliation du contrat de fourniture (Mise hors service de l'installation avec fermeture et plombage du robinet compteur, relevé de l'index de clôture),

⁷ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

⁸ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

- Numéro de sécurité 24 h/24 (Mise à disposition d'un numéro d'urgence accessible 24 h/24, visible sur la facture du Concessionnaire),
- Relevé cyclique (le relevé de compteur est effectué par le Concessionnaire avec une fréquence semestrielle),
- Prise de rendez-vous téléphonique gaz (prise de rendez-vous pour une étude),
- Vérification périodique d'étalonnage (VPE) des compteurs et des convertisseurs (Le Concessionnaire confie à un laboratoire agréé la VPE afin de vérifier la justesse de la mesure. Il effectue la coupure, la dépose, la VPE, la repose et la remise en service du compteur).

Il réalise, en outre, un certain nombre d'autres prestations payantes à l'acte, dont le tarif est actualisé une fois par an. Le tarif de ces prestations est indiqué par Concession ci-dessous (en € HT).

Concession 2005 — Nature de l'intervention	Avril 2021	Avril 2022
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement	447,3	455,9
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	880,0	896,9
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	447,3	455,9
Ouverture du compteur — Mise en service	66,0	67,3
Relève spécifique	66,0	67,3
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (pas de défaut constaté)	66,0	67,3
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	330,0	336,3
Déplacement d'un compteur à la demande du client	Sur devis au coût réel	
Défaut de règlement d'un client particulier	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Défaut de règlement d'un client professionnel	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points-Pénalités de retard équivalent à 1,5 fois le taux d'intérêt légal	
Modifications du contrat	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Diagnostic installation intérieure	118,4	120,7
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	197,3	201,1
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	131,6	134,1

Le tarif des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire a évolué de 1,9 % en avril 2022.

Concession 2007 — Nature de l'intervention	Avril 21	Avril 22
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement	420,5	428,2
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	827,2	842,5
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	420,5	428,2
Ouverture du compteur — Mise en service	62	63,2
Encastrement coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	185,5	188,9
Encastrement coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	123,7	126
Relevé spécifique	62	63,2
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (Pas de défaut constaté)	62	63,2
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	310,2	315,9
Déplacement d'un compteur à la demande du client	Sur devis au coût réel	
Défaut de règlement d'un client particulier	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Défaut de règlement d'un client professionnel	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points + Pénalités de retard équivalent à 1,5 fois le taux d'intérêt légal	
Diagnostic installation intérieure	111,3	113,4

Les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire ont évolué de 1,8 % en avril 2022.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Concession 2012 — Nature de l'intervention	Aout 2021	Aout 2022
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement inférieur égal à 16 nm ³ /h	340	340
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	668,9	668,9
Ouverture du compteur — mise en service	54	54
Fermeture du compteur	70,8	70,8
Mise à 0 du compteur	250,8	250,8
Relevé spécifique	62,5	62,5
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (pas de défaut constaté)	62,5	62,5
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	250,8	250,8
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	184,4	184,4
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	122,9	122,9

En aout 2022, les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire n'ont pas évolué.

4. La facturation

Selon le Concessionnaire, les usagers disposent de deux modalités de facturation :

- **La facturation « Primabonnement »** (PA), cette modalité de facturation permet à l'utilisateur de mensualiser les paiements de ses factures et de les étaler sur l'année. Le règlement des factures s'effectue par prélèvement automatique. L'utilisateur reçoit chaque année à la date anniversaire de son adhésion au primabonnement un échéancier mensuel sur 10 mensualités. Une consolidation des factures de l'utilisateur calculée sur la consommation réelle intervient au bout de la 10^e mensualité avec 2 possibilités :
 - soit le solde est en faveur de l'utilisateur et PRIMAGAZ rembourse sous un mois (voir ci-dessous le tableau relatif aux modalités d'utilisation des avoirs),
 - soit le solde est en faveur de PRIMAGAZ et PRIMAGAZ effectue un ou deux prélèvements mensuels du solde restant.

En cours d'exercice, l'utilisateur a la possibilité d'adresser au Concessionnaire un relevé de son index compteur afin de réajuster ses mensualités notamment en cas d'écart notable par rapport à son relevé prévisionnel de consommation. Les prélèvements sont effectués à la date choisie par l'utilisateur au moment de la souscription.

La facturation bimensuelle : l'utilisateur reçoit une première facture dans les deux mois qui suivent la mise en service du compteur. Cette facture comporte l'abonnement compris entre la date de mise en service de l'utilisateur et la date de la facture, deux mois d'abonnement à venir et les frais de mise en service. Il reçoit ensuite une facture tous les deux mois comprenant la consommation réelle ou estimée des deux mois passés et deux mois d'abonnement à venir.

L'utilisateur peut régler sa facture selon plusieurs modes : par prélèvement automatique, par Titre interbancaire de Paiement (TIP), par chèque, par carte bancaire, par virement, en espèces et utiliser le chèque énergie. L'utilisateur peut utiliser son espace dédié sur internet dénommé compte client PRIMAGAZ afin de modifier son moyen de paiement.

Cet espace client permet aussi de télécharger ou payer une facture de gaz par carte bancaire, de modifier ses coordonnées et de communiquer le relevé de compteur afin d'ajuster les factures à la consommation réelle en cas de facture bimestrielle.

Les formes de la facture sont de deux types :

- La facture électronique (le client doit régler par virement bancaire ou prélèvement automatique),
- La facture Papier.

Afin de régler leur facture l'utilisateur peut utiliser : le chèque, le titre interbancaire de Paiement SEPA (TIP), le prélèvement automatique, la carte bancaire ou le chèque énergie. Le paiement des factures est à effectuer dans les 15 jours suivants la date de la facture.

Selon les diverses modalités de règlement, le « remboursement » d'un éventuel trop-perçu varie :

Modalités de règlement	Modalités d'utilisation de l'avoir
Chèque	2 solutions : <ul style="list-style-type: none">○ L'utilisateur attend la prochaine facture et envoie le règlement de la différence en joignant le coupon de chacune des 2 pièces (l'avoir et la facture),○ L'utilisateur envoie dès la réception de l'avoir un RIB accompagné du coupon de l'avoir. Le Concessionnaire déclenche alors un remboursement de l'avoir par virement.
Titre interbancaire de Paiement SEPA (TIP)	L'utilisateur envoie le coupon en demandant un remboursement immédiat (le Concessionnaire possède déjà un RIB puisque l'utilisateur paie par TIP),
Prélèvement automatique	Le remboursement est fait automatiquement par PRIMAGAZ sans action de l'utilisateur.
Mensualisation	L'avoir sera automatiquement déduit de la mensualisation.

Éléments à retenir

Transmission du relevé du compteur avant la facturation : L'utilisateur peut transmettre régulièrement le relevé de son compteur de gaz afin d'ajuster sa facturation à sa consommation réelle. Les informations doivent être transmises dans les 10 jours précédant la date habituelle de facturation de l'utilisateur afin d'être prise en compte par le Concessionnaire. La transmission s'effectue par téléphone ou sur l'espace client de l'utilisateur.

Composition de la facture : La facture est composée de deux parties

1) **Une synthèse** décomposant les montants dus pour ce qui concerne la consommation de gaz et les abonnements et services hors taxes, les montants de TVA associés pour chacun de ces composants (TVA à 5,5 % pour les abonnements et 20 % pour la consommation de gaz) et le montant dû toutes taxes comprises.

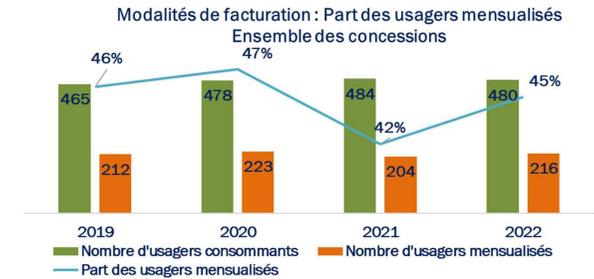
À retenir : depuis le 1^{er} avril 2018, la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) à usage combustible est due, elle est fixée à 0,004 8 € HT/kWh, soit 0,005 8 € TTC/kWh.

2) **Un détail de la consommation de gaz et des abonnements et services.** Le détail de la consommation de gaz fait apparaître les données suivantes :

Votre consommation de gaz	- Identification de tranche tarifaire, - Identification d'une facturation sur la base d'un index estimé ou réel.
Ancien relevé (m ³)	
Nouveau relevé (m ³)	
Différence (m ³)	
Coefficient de conversion (kWh/m ³)	Coefficient permettant de transformer les m ³ en kWh.
Quantité	
Unité	kWh
Prix unitaire HT	Prix pour 1 kWh hors taxes de propane.
Montant HT	Montant hors taxes en €.
TVA	Indication du taux de TVA.

Les coefficients de conversion utiles sont reportés en annexe n° 1 du présent rapport.

a) La mensualisation



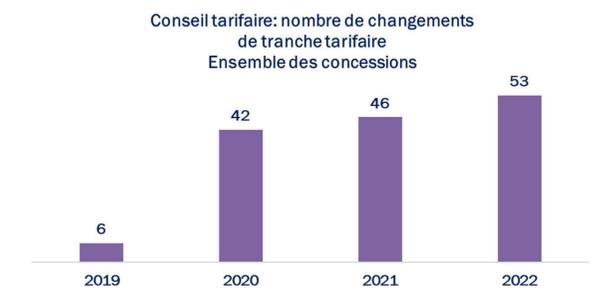
45 % des usagers sur l'ensemble des Concessions sont des usagers mensualisés. La mensualisation présente l'avantage pour l'utilisateur de lisser sa consommation sur l'année.

55 % des usagers sont donc facturés bimensuellement.



Après une baisse importante en 2021, la proportion d'utilisateurs mensualisés en 2022 progresse de 3 points sans atteindre le niveau de 2020. Cet indicateur reste donc à surveiller.

b) Le conseil tarifaire



Le Concessionnaire communique le nombre de changements de tranches tarifaires intervenus dans l'année à la suite de la consolidation des tarifs sociaux, et des tarifs des collectivités publiques et lors de la conclusion d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie sur un point de livraison.



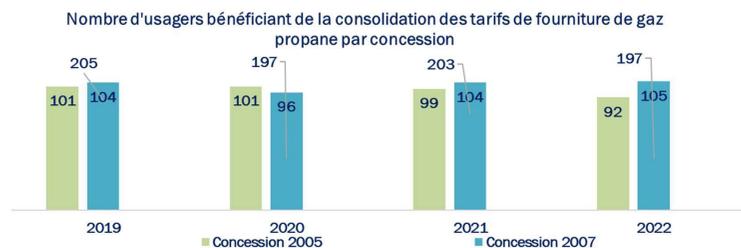
Le Concessionnaire opère ces modifications de tarifs par un contrôle manuel exhaustif des consommations de l'année N-1. Aucune évolution de son système de facturation afin d'automatiser ces changements n'est prévue à court terme. Cette situation qui laisse la place à l'erreur humaine semble peu pertinente à l'Autorité concédante.

En dehors de ces cas, le Concessionnaire ne prend pas l'attache de l'utilisateur, si les consommations échues de ce dernier ne sont plus adaptées à la tranche tarifaire indiquée dans son contrat de fourniture. Le Concédant rappelle que les fournisseurs d'énergie sont tenus à un devoir d'information et de conseil. Cette obligation trouve à s'appliquer au moment de la conclusion du contrat et en cours de contrat.



Le concédant souhaite que le concessionnaire fasse évoluer ses pratiques ainsi que les conditions générales de vente de ses contrats de fourniture, afin de proposer automatiquement à ses clients l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau des consommations annuelles échues.

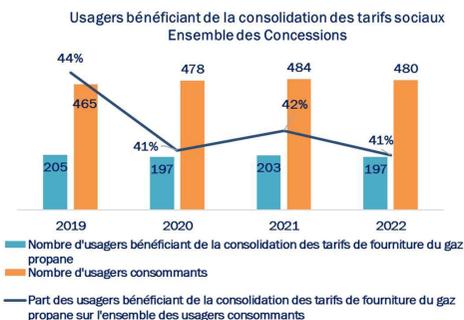
c) La consolidation



Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires de logements sociaux. Ces dispositions sont reproduites ci-dessous :

Concession 2005 (Annexe 3 Article 1)	Concession 2007 (Annexe 2 Article 1)	Concession 2012 (Annexe 3 Article 1)
Le tarif, applicable au locataire, est fonction de la consolidation des consommations des logements du bailleur social pour le tarif de fourniture de gaz, sur la commune de résidence du locataire de ce bailleur.	Les usagers bénéficiant d'un logement social, en tant que titulaires d'un bail dument conclu avec un bailleur social, pourront prétendre appartenir à cette catégorie. Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.	Les usagers bénéficiant d'un logement social, en tant que titulaires d'un bail dument conclu avec un bailleur social, pourront prétendre appartenir à cette catégorie. Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.
Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement.	Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités locales. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.	Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités locales. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.
Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.		

Le nombre d'usagers concernés varie peu d'une année à l'autre. **En 2022, 197 usagers ont bénéficié de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane** soit, 92 usagers pour la Concession 2005 et 105 usagers pour la Concession 2007. Aucun usager de la Concession 2012 n'a bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.

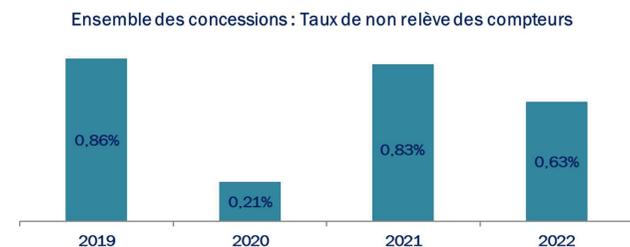


La proportion d'usagers bénéficiant de la consolidation des tarifs est importante. En 2022, 41 % des usagers ont bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.

Lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a décrit les modalités de mise en œuvre de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane. La consolidation des consommations de trois bailleurs sociaux est intervenue en février et en septembre 2022. Les résultats de la consolidation ont été reportés sur la facturation des usagers en août et en novembre. **Le délai de saisie des modifications peut être long** : cette situation est préjudiciable à l'utilisateur, notamment s'il quitte son logement. **L'Autorité concédante souhaite que la consolidation des tarifs soit mise en œuvre plus rapidement afin que l'utilisateur se voie facturer le tarif issu de la consolidation au plus tôt.**

5. Les prestations réalisées par le Concessionnaire

a) La relève des compteurs



Le Concessionnaire externalise la relève des compteurs à 100 %.

La relève des compteurs est réalisée deux fois par an, habituellement au printemps et en automne. En 2021, la relève a eu lieu au printemps entre le 15 mars et le 15 avril et en automne entre le 15 septembre et le 15 octobre.



Le taux de non-relève est très bon pour chaque Concession (Concession 2005 : 0 %, Concession 2007 : 1,4 % et Concession 2012 : 0 %). **Le taux moyen de non-relève pour l'ensemble des Concessions s'élève à 0,83 %.** Aucun compteur n'a été inaccessible sur le périmètre concédé en 2022.

b) Les prestations onéreuses facturées par le Concessionnaire



Sur l'ensemble des Concessions en 2022, le Concessionnaire a facturé 58 ouvertures de compteurs, 2 diagnostics d'installations et un enlèvement de compteur pour un montant global de 4,2 k€. La valeur des prestations réalisées est en progression par rapport à l'exercice précédent. Aucune erreur de facturation n'a été relevée concernant le prix unitaire de la prestation d'ouverture de compteurs.

Le Concessionnaire déclare en outre avoir opéré 49 fermetures de compteurs, dont 48 prestations gratuites sur le périmètre des Concessions 2005 et 2007 et 1 fermeture de compteur, prestation onéreuse, sur le périmètre de la Concession 2012. Cette somme comptabilise par ailleurs 4 avoirs.

Aucune prestation de raccordement n'a été facturée en 2022.

c) Le suivi de la garantie des services

Le suivi de la garantie des services concerne une partie des prestations réalisées par le Concessionnaire. Elle vise à imposer au Concessionnaire de réaliser ces prestations dans des délais fixés aux cahiers des charges. Il s'agit des prestations suivantes : demande de mise en service, réalisation d'un branchement, résiliation (relève des index), dépannage, branchement, réponse aux courriers des abonnés, rendez-vous.

Les délais de réalisation sont identiques pour les Concessions 2005 et 2007. Pour ce qui concerne la Concession 2012, ces délais sont plus longs (article 10.6 du Cahier des charges), notamment en ce qui concerne un dépannage sur branchement pour lequel l'engagement de délai est de 24 heures après l'appel au lieu de 4 heures pour les Concessions 2005 et 2007.

Le suivi de la garantie des services (GDS) n'est pas réalisé par le Concessionnaire. **Il assure cependant respecter ses engagements de service, mais :**

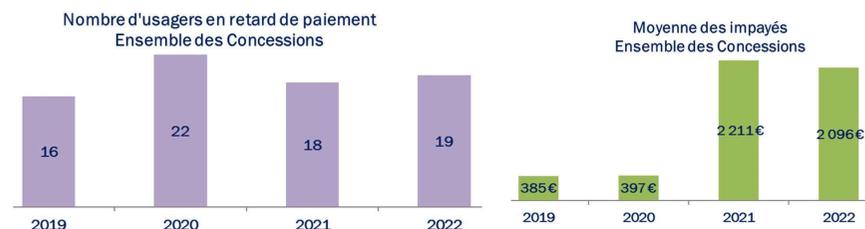
- Il ne dispose pas d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services.
- Lors d'un contrôle précédent, le Concessionnaire a indiqué que son prestataire intervient selon la gravité du dépannage d'un branchement, détenteur ou compteur en panne, soit :
 - Pour une mise en sécurité, son intervention est rapide et inférieure à 6 heures,
 - Concernant une panne bloquante, l'intervention est prévue dans la journée,
 - Concernant une panne non bloquante, la prestation est réalisée dans les 30 jours suivant l'appel de l'utilisateur au Service Technique.

Cette réponse du Concessionnaire semble remettre en cause sa remarque selon laquelle il respecterait ses engagements de service puisque le délai de dépannage d'un branchement est d'au maximum 4 heures au titre des Concessions 2005 et 2007. **Il apparaît nécessaire d'échanger avec le Concessionnaire pour mettre en place une garantie des services permettant de suivre le respect des délais de réalisation des prestations et d'harmoniser ces délais pour les 3 Concessions.**



6. Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire

a) Les usagers en difficultés de paiement



Un usager est en retard de paiement dès lors qu'il a un passif exigible à devoir à son créancier et qu'il lui est impossible de faire face à sa dette. Pour le Concessionnaire, un usager est en grande difficulté de paiement lorsqu'il est en retard de paiement de plus de 100 jours.

En 2022, la photo du nombre d'usagers en retard de paiement au 31 décembre de l'année fait apparaître un nombre d'usagers concernés stable.

Ainsi, un peu moins de 4 % des usagers consommateurs de l'ensemble des Concessions étaient en retard de paiement au terme de l'année 2022 comme l'exercice précédent.

Le montant moyen de leur créance reste stable après avoir très fortement évolué entre 2020 et 2021. Cette situation est liée à un usager gros consommateur en situation de redressement judiciaire.



18 usagers ont été coupés en 2022. Le nombre d'usagers coupés progresse très fortement par rapport à l'exercice précédent (2 usagers ont été coupés en 2021).

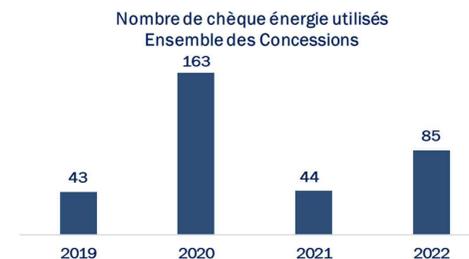
b) Mise en œuvre de la trêve hivernale

La trêve hivernale des coupures d'énergie a été instaurée en 2013. Elle s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars de l'année suivante, comme la trêve concernant les expulsions locatives. Pendant cette période, les fournisseurs d'énergie ne peuvent pas faire procéder à l'interruption de la fourniture d'électricité et de gaz naturel de leurs clients particuliers, pour leur résidence principale, au motif d'un impayé par les gestionnaires de réseaux.



Les énergies autres que l'électricité, le gaz naturel et le chauffage urbain ne sont pas concernées par la trêve hivernale. La trêve hivernale ne concerne que la résidence principale. **Le Concessionnaire n'est pas soumis à la trêve hivernale. Cependant, depuis 2020, il déclare la mettre en œuvre.**

c) L'utilisation du chèque énergie



Le chèque énergie est une aide de l'État destinée aux ménages aux revenus modestes. Il les aide à payer leurs factures d'énergie (électricité, gaz naturel, combustibles comme le propane, le bois ou le fioul...) ou des travaux de rénovation énergétique.

Il est attribué en fonction des revenus et de la composition du ménage (personnes vivant sous le même toit) déclarés à l'administration fiscale. Il est adressé automatiquement aux bénéficiaires, généralement au mois d'avril, sans démarche de leur part.

Il est d'un montant en moyenne de 150 €.

À noter : entre le mois de décembre 2022 et mi-février 2023, un chèque énergie exceptionnel de 100 € à 200 € a été adressé aux ménages à revenus modestes (40 % des ménages, soit 12 millions de foyers).

Le site du Concessionnaire présente 2 modes d'utilisation du chèque énergie :

- Par courrier adressé à PRIMAGAZ
- En se connectant au portail chèque énergie

En 2022, 85 chèques énergie ont été encaissés, ainsi 9 % des usagers des Concessions ont utilisé un chèque énergie pour régler leur facture de gaz.

d) Le bouclier tarifaire

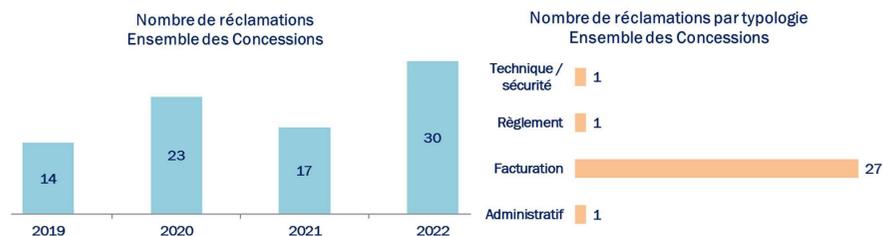
En octobre 2021, le gouvernement, dans le cadre du projet de la loi de finances 2022, a mis en place un bouclier tarifaire qui a été prolongé en 2022.

L'objectif de cette mesure était de protéger les usagers face à l'augmentation des prix de l'énergie.

Ce bouclier a été prolongé en 2023, mais seuls l'électricité et le gaz naturel sont concernés. **Les autres énergies dont fait partie le gaz propane sont exclues de ce plafonnement des prix.**

7. Les réclamations et la satisfaction des usagers

a) Les réclamations



L'Autorité concédante souligne la transmission par le Concessionnaire de son registre des réclamations. **Il est recensé 30 réclamations en 2022 contre 17 en 2021.** Le nombre de réclamations progresse à nouveau après une année de **décroissance en 2021**. **Interrogé sur ce point, le Concessionnaire indique que le contexte de hausse du prix de l'énergie explique cette progression.** L'évolution du nombre de réclamations sera à surveiller lors du prochain exercice.

Si on rapporte le nombre de réclamations, au nombre d'usagers, **6 % des usagers ont présenté une réclamation en 2022.**

Comme les exercices précédents, les réclamations concernent principalement la facturation (27).

b) Les enquêtes de satisfaction

La société PRIMAGAZ n'a pas mené d'enquête de satisfaction en 2022, mais précise qu'il questionne mensuellement les usagers ayant fait part d'une demande ou d'une réclamation auprès du service client, sous réserve d'avoir leur adresse électronique.

Par ailleurs trimestriellement, une enquête de satisfaction par courriel et téléphone est réalisée sur un échantillon aléatoire de clients à la maille de l'ensemble des activités de la société.

L'Autorité concédante ne peut que regretter cette situation, car elle ne dispose pas d'indicateurs permettant de mesurer la satisfaction des usagers.

8. BILAN DE LA PARTIE USAGERS

POINTS FORTS :



- Tous les usagers bénéficient des tarifs négociés dans le cadre des Concessions qu'ils soient raccordés ou non au réseau,
- Le bon taux de non-relève,
- Le Concessionnaire met en œuvre la trêve hivernale.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :



- Le nombre d'usagers diminue,
- L'Autorité concédante souhaite identifier les données qui entraînent une évolution du barème Primacompteur (Concession 2012),
- La proportion d'usagers mensualisés reste à surveiller,
- La pratique du conseil tarifaire est à parfaire,
- La mise en œuvre de la consolidation tarifaire doit être plus rapide,
- L'évolution du nombre d'usagers coupés est à surveiller,
- L'évolution du nombre de réclamations est à surveiller,
- L'Autorité concédante reste en l'attente un indicateur permettant de mesurer la satisfaction des usagers.

POINT FAIBLE OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :



- L'absence de suivi de la garantie des services.

II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux

 Depuis la mission de contrôle 2013, le Concédant fait le constat récurrent de la nécessité d'optimiser la transmission à son attention des informations relatives aux travaux du Concessionnaire en amont de leur réalisation. Sur ce sujet, **l'Autorité concédante n'a pas observé d'amélioration en 2022.**

Pour le chantier réalisé en 2022, PRIMAGAZ a transmis **un procès-verbal d'essai et un procès-verbal** de réception d'ouvrage.

 **La complétude de ces documents reste à parfaire** : le Concédant attend que le Concessionnaire lui communique des procès-verbaux de réception d'ouvrage dûment signés par les parties.

Le Concessionnaire n'a pas communiqué à l'Autorité concédante **d'étude de faisabilité technico-économique en 2022.**

Ces études concernent la faisabilité technico-économique des extensions de réseau situées à plus de 25 mètres du réseau existant. Elles sont aussi dénommées études de rentabilité ou études de B/I (Bénéfices/Investissements).

La mise en œuvre des rencontres annuelles avec les communes permet, notamment, de bénéficier d'ouvertures de voiries et d'anticiper les éventuelles réfections définitives (coordinations de travaux).

Comme lors des années précédentes, le Concessionnaire n'a pas transmis son programme de travaux aux communes ou à l'Autorité concédante ni participé à aucune réunion annuelle avec les communes.

 **Le Concédant souhaite que le Concessionnaire saisisse toutes les opportunités de développement des Concessions et contacte annuellement chaque commune, y associe le Concédant et lui communique la synthèse des échanges.**

 Par ailleurs, les données portées sur les procès-verbaux communiqués au Concédant, relatifs aux travaux réalisés en 2022, n'étaient pas en concordance avec les données des inventaires techniques des ouvrages réalisés en 2022. **Le Concédant souhaite que le Concessionnaire fiabilise les données mentionnées sur les documents remis pas ses prestataires.**

2. Les extensions de réseau de distribution

Le Concessionnaire, au regard de ses obligations contractuelles, est notamment chargé d'établir à ses frais, dans le périmètre des Concessions, tous ouvrages et canalisations qu'il jugera utile dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature :

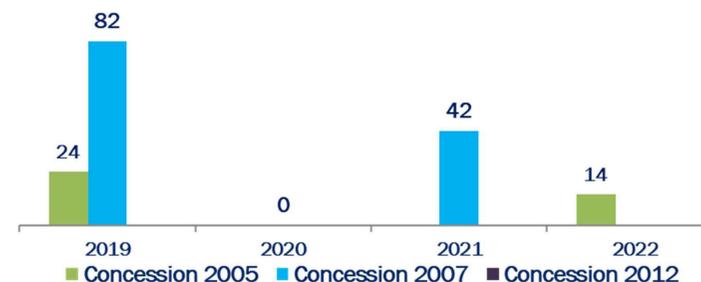
- Travaux de **premier établissement**,
- Travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **Travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- Travaux de renouvellement,
- Travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1^{er} établissement qui couraient jusqu'en 2010 pour la Concession 2005, 2011 pour la Concession 2007 et 2013 pour la Concession 2012, **à l'exception de ceux portant sur le Commune de Basly.**

⇒ **Concession 2007 – situation particulière de la commune de BASLY** : l'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de la Concession impose la réalisation de 700 m de réseau de 1^{er} établissement sur cette commune. Ce réseau n'a pas été réalisé à ce jour au motif qu'aucun site de stockage à proximité des prospectus n'a pu faire l'objet d'un consensus entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et la Commune.

Depuis lors, le Concessionnaire est entré dans une phase de densification et d'extension des réseaux en fonction des demandes des usagers. Dans le cadre de la mission de contrôle, il s'agit ici d'identifier **les travaux d'extension réalisés** par le Concessionnaire **dans l'année.**

Les extensions de réseau par Concession de 2019 à 2022 :



Le Concessionnaire a réalisé **une densification sur la Commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne – Concession 2005)** pour laquelle il a posé **14 mètres de canalisations de distribution.**

Aucune extension de réseau n'a été réalisée sur les **Concessions 2007 et 2012.**

 **Les longueurs d'extension réalisées en 2022 sont très en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019.**



Quelques définitions relatives aux travaux menés

Extension :

L'extension est une opération de travaux qui désigne la portion supplémentaire de canalisation de distribution publique à construire depuis sa localisation actuelle jusqu'au droit du branchement envisagé.

Raccordement :

Un raccordement est une opération de travaux permettant aux usagers d'être desservis par le réseau de distribution de gaz. Il est composé d'une canalisation de branchement, d'un coffret et d'un ou plusieurs compteurs. Il peut générer la création d'un ou plusieurs points de comptage et d'estimation. Le raccordement peut s'accompagner d'une extension de réseau. Un raccordement peut permettre le raccordement d'un ou plusieurs usagers. Les usagers raccordés peuvent ou non consommer.

Point de comptage et d'estimation (PCE) :

Identifiant unique d'un lieu de livraison de gaz, il peut être actif, inactif ou improductif. Un PCE est dit actif lorsqu'un contrat de fourniture est rattaché à ce point et inactif dans le cas contraire. Il est improductif lorsque le compteur est déposé.

Densification :

Réalisation d'un branchement neuf « sec » sur un réseau existant, sans travaux d'extension du réseau de distribution.

Le financement par les usagers des opérations de raccordement Concession 2005-2007-2012

Les forfaits de raccordement et de mise en service des compteurs comprennent :

- la fourniture et la mise en place du coffret de comptage et de détente (hors saignée et niche) et de son socle si nécessaire,
- la réalisation de la tranchée, de son remblaiement et de sa réfection dans la limite de **15 m pour le branchement** (pour les Concessions 2005 et 2007)*,
- la fourniture, la pose et la mise en service du compteur.

Les extensions de réseau sont financées par le Concessionnaire lorsqu'elles sont situées à moins de 25 mètres du réseau existant.

Lorsque ces extensions sont situées à plus de 25 mètres du réseau existant, le Concessionnaire est tenu de réaliser une **étude de faisabilité technico-économique**, qui prenne en compte l'investissement à réaliser et la rentabilité de l'opération pour le Concessionnaire.

Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **démander aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux**.

*À noter : Ces dispositions diffèrent pour la concession 2012 qui ne fixe pas de longueur maximum pour la canalisation de branchement dans le cadre de l'application du forfait de raccordement.

Tarifification des prestations – Avril 2022 en € HT (TVA 20 %)

	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Forfait « raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement »	896,90	842,51	668,9
Prestation « Ouverture du compteur – Mise en service »	67,27	63,19	54,06

3. Le nombre de points de comptage et d'estimation (PCE) cumulés



En audit, le Concessionnaire a précisé ce qu'il comptabilise sous le terme de « raccordements » : il s'agit du **nombre de points de comptage et d'estimation (PCE) sur le réseau**, c'est-à-dire le nombre de points de livraison de gaz, que ce point de livraison enregistre ou non des consommations (un PCE actif est un PCE enregistrant une consommation dans l'année; à l'inverse un PCE est dit inactif lorsqu'il n'a pas enregistré de consommation dans l'année).

Ainsi, le nombre de PCE ne correspond, ni au nombre d'opérations de raccordement, ni au nombre de liaisons réseau, ni à celui des prises de branchement à déclencheur intégré (PBDI), ni au nombre de coffrets de comptage, ni au nombre de compteurs (certains PCE ne sont pas équipés de compteurs – quand l'utilisateur n'a pas signé de contrat de fourniture – ou ne sont plus équipés de compteurs – quand l'utilisateur a résilié son contrat).

Le nombre de PCE recouvre en fait le nombre de consommateurs actifs et potentiels.

La Concession 2005 compte 468 PCE, la Concession 2007 dénombre 309 PCE et la Concession 2012 comptabilise 26 PCE. On comptabilise donc **803 PCE sur l'ensemble des Concessions**.



La progression du nombre de PCE est très faible : le nombre de PCE varie d'un PCE sur la Concession 2005 (sur la commune de **Lalze-Clinchamps/Clinchamps-sur-Orne**) entre 2021 et 2022.

La Concession 2005 comptabilise 262 PCE actifs (ou usagers consommateurs), la Concession 2007 en compte 208 et la Concession 2012 en compte 10.

On dénombre donc **480 usagers consommateurs pour l'ensemble des Concessions en recul de 4 usagers par rapport à l'exercice précédent**.

Par rapport à l'exercice précédent, la Concession 2005 perd 6 usagers consommateurs, la Concession 2007 compte 4 usagers supplémentaires, la Concession 2012 en compte 2 de moins. Cette situation est assez exceptionnelle. En effet, seuls deux exercices depuis la mise en gaz des Concessions font apparaître un solde négatif de consommateurs (2018 et 2022).

En 2022, **les taux de pénétration**, qui permettent de mesurer la proportion de consommateurs ayant consommé du propane dans l'année, pour chaque Concession, sont de **56 % pour la Concession 2005, de 70 % pour la Concession 2007** et de **38 % pour la Concession 2012**.

Ces taux évoluent par rapport à ceux de 2021 : faible diminution pour la Concession 2005 (57 %), augmentation pour la Concession 2007 (66 %) et forte diminution pour la Concession 2012 (46 %).



Pour l'ensemble des Concessions, le taux de PCE sans consommation⁹ est de 40 %. Ce taux est important. Sur l'ensemble des Concessions, ce sont **323 points de livraison** qui ne délivrent pas ou plus de gaz. Ce taux **stagne** depuis 2019.

À la maille de chaque concession, **44 % des PCE de la Concession 2005, 33 % des PCE de la Concession 2007 et 62 % des PCE de la Concession 2012 sont sans consommation**.

Plusieurs raisons peuvent expliquer cet état de fait :

- Le coût supporté par l'utilisateur de modification ou de création des installations intérieures,

⁹ Les PCE sans consommation rassemblent les PCE inactifs et les PCE improductifs.

- Le coût des travaux de tranchée et de pose de canalisations sur la parcelle supporté par l'usager,
- Le coût de l'énergie,
- La surestimation des investissements de 1^{er} établissement.

Par ailleurs, la **Règlementation Environnementale dite « RE2020 »**, mise en œuvre depuis le 1^{er} janvier 2022, impose le calcul du coefficient énergie (Ic – indicateur carbone de la consommation d'énergie) pour chaque projet de construction. Cet indicateur incite au recours aux sources d'énergie à faibles émissions de CO² (décarbonées). La RE 2020 **impose le respect de seuils maximums lorsque la construction est desservie par le gaz. Le gaz propane, actuellement, ne respecte pas le seuil pour la construction des maisons individuelles et ne respectera pas en 2025, celui pour la construction des logements collectifs.**

PRIMAGAZ a réalisé une présentation au concédant de ses actions visant à distribuer une énergie moins carbonée le 15 novembre 2023.

Son objectif est de distribuer 100 % d'énergie bas carbone d'ici 2040.

Pour atteindre cet objectif, le concessionnaire propose depuis 2018 du **biopropane** (propane HVO), fabriqué à partir de sources d'origine renouvelable (biomasse : huiles végétales agricoles ou déchets et résidus organiques issus de l'industrie ou de l'agriculture). Il développe également sur un autre produit le **rDME** (diméthyléther renouvelable), gaz liquide complémentaire, produit à partir de plusieurs matières premières sèches et renouvelables (déchets issus de centres de tri ou résidus de biomasse agricoles et forestiers).

Le biopropane est **compatible avec les installations existantes** au propane. Le rDME l'est également s'il est utilisé en mélange avec le GPL jusqu'à 20 %.

Des travaux sont en cours entre les services du ministère de la transition énergétique et de la filière du biopropane pour mettre en place un **système de traçabilité du biopropane** qui permette de le distinguer du propane. Le ministère précise que lorsque ces travaux auront abouti et qu'un système garantissant que des chaudières pourront uniquement se fournir en biopropane, le facteur d'émissions du biopropane pourra être pris en compte dans la RE2020 et dans le calcul du diagnostic de performance énergétique (DPE).

 **Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2012, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions.**

La RE2020 limite le développement des réseaux de gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.

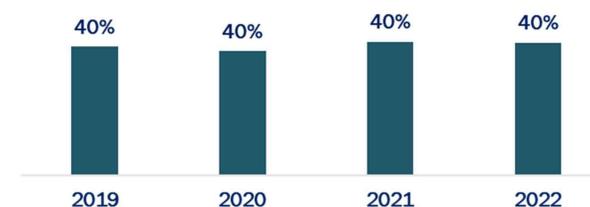
! Les PCE à la maille communale

Concession 2005 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Colomby-Anguerny (Anguerny)	17	14	14	31	55 %	45 %
Anisy	24	38	38	62	39 %	61 %
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	75	43	37	118	64 %	36 %
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	16	56	56	72	22 %	78 %
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	26	8	7	34	76 %	24 %
Trévières	104	47	44	151	69 %	31 %
Somme	262	206	196	468	56 %	44 %

Concession 2007 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Basly	0	0	0	0	Sans objet	Sans objet
Thue et Mue (Cheux)	33	14	11	47	70 %	30 %
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	6	6	18	67 %	33 %
Orbec	163	81	79	244	67 %	33 %
Somme	208	101	96	309	67 %	33 %

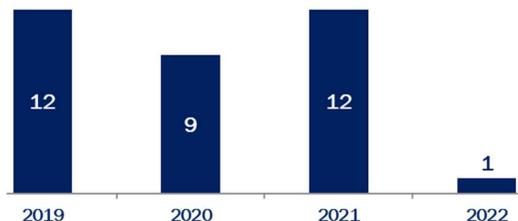
Concession 2012	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	10	16	15	26	38 %	62 %

Evolution du taux de PCE sans consommation
- Ensemble des Concessions



4. Les raccordements

Évolution du nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2019 à 2022 :



En 2022, **1 seul raccordement a été mis en service sur l'ensemble des Concessions.**

Ce raccordement a été mis en service dans le cadre de **travaux de densification** sur la **Concession 2005**, commune déléguée de Clinchamps sur Orne (commune de Laize-Clinchamps).

Aucun raccordement n'a été réalisé sur les Concessions 2007 et 2012.

L'Autorité concédante **mesure le développement des Concessions au regard de plusieurs indicateurs liés aux raccordements réalisés.** Il s'agit des indicateurs suivants :

- L'évolution du nombre de raccordements créés,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par coffret,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par usager qui consomme.

Pour l'ensemble des Concessions :

- Le nombre de raccordements créés en 2022 diminue fortement par rapport à 2021. Il est très inférieur à celui observé depuis 2017.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par coffret est de 34 mètres. Cet indicateur **évolue très lentement à la baisse** depuis 2015. Il est **stable depuis 2020**.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par PCE est de 33 mètres. Cet indicateur **évolue très lentement à la baisse** depuis 2015. Il est **stable depuis 2020**.
- Le linéaire moyen de réseau par usager qui consomme s'établit à 55 m, il évolue également **lentement à la baisse** depuis 2014. Là encore, il est **stable depuis 2020**.

 L'amélioration très lente ou la stagnation de ces indicateurs peut s'expliquer par les éléments évoqués au § « 3. Le nombre de points de comptage et d'estimation (PCE) cumulés ».

Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession

Données 2022	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Longueur cumulée moyenne de réseau en mètre par coffret	34	32	55
Évolution	Stable depuis 2020	Stable depuis 2020	Stable depuis 2019
Longueur cumulée moyenne de réseau en mètre par PCE	33	32	49
Évolution	Stable depuis 2020	Stable depuis 2020	Stable depuis 2019
Linéaire moyen de réseau en mètre par usager consommant	59	47	127
Évolution	Augmente en 2022	Diminue en 2022	Augmente en 2022
Taux de PCE sans consommation	44 %	33 %	62 %
Évolution	Augmente en 2022	Diminue en 2022	Augmente en 2022

5. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

⇒ D'une manière générale, l'évolution des indicateurs de développement des Concessions de la distribution publique du gaz montre une stagnation ou une forte baisse d'activité, avec, notamment :



- Les longueurs d'extension sont très en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019,
- Le nombre de raccordements créés est en fort retrait par rapport aux années 2018 et 2019,
- Le taux de PCE sans consommation reste important,
- Le taux de pénétration de la Concession 2012 se dégrade fortement,

⇒ Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2012, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions. La RE2020 limite le développement des réseaux de gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.

⇒ Parfaire la complétude des procès-verbaux d'essai et de réception et fournir au Concédant des données relatives aux travaux réalisés fiabilisées et en concordance entre fichiers.

III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Qualité des données communiquées

Le Concessionnaire communique chaque année à l'Autorité concédante **des inventaires comptables** par commune. **Les inventaires comptables détaillent les ouvrages concédés par** : types d'ouvrages (stockage, coffret, réseau, compteur), quantités et dates de mise en service.

Le Concessionnaire communique plusieurs **fichiers techniques** présentant, par commune et par types d'ouvrages (canalisations de distribution, branchements : prises de branchements, canalisations de branchements, coffrets et compteurs, vannes et citernes), les matériaux, diamètres, pressions, quantités et dates de mise en service, voire date de fabrication.

Le Concessionnaire communique également des **fichiers complémentaires** présentant :

- Les quantités de réseau par classe de précision,
- La localisation des ouvrages abandonnés,
- La liste des titres autorisant le Concessionnaire à occuper les sites de stockage dont il n'est pas propriétaire.

De plus, le Concessionnaire fournit une représentation cartographique des réseaux en application de la convention du 16 février 2022. Cette convention définit les modalités techniques, administratives et financières de la communication des données numériques géoréférencées des ouvrages de gaz à l'Autorité concédante.

Ces données sont fournies par le Concessionnaire une fois par an, **au plus tard le 15 mars** de chaque année, à l'exception des éléments financiers à fournir **avant le 15 avril**.



L'Autorité concédante relève que les données communiquées sont exhaustives.

Cependant, l'Autorité concédante constate que le Concessionnaire procède, depuis la mission de contrôle 2014, à des corrections des inventaires techniques sur la base des données cartographiques actualisées par la géodétection des réseaux et de détections ponctuelles d'erreurs humaines des reports de données dans les inventaires.

Ces corrections portent le plus souvent sur les diamètres des canalisations et/ou leurs longueurs : ces corrections peuvent être importantes en volume, si on prend en compte le paramètre du diamètre des canalisations. Elles sont moindres, si la comparaison se limite aux linéaires de canalisations par commune.

Les corrections apportées aux données 2022 concernent les caractéristiques d'une vanne.



Si le Concédant se félicite des corrections des données des inventaires mises en œuvre par le Concessionnaire depuis plusieurs années, **il souligne que le caractère récurrent de ces corrections complexifie le suivi et l'analyse des données et interroge sur la tenue rigoureuse des inventaires.**



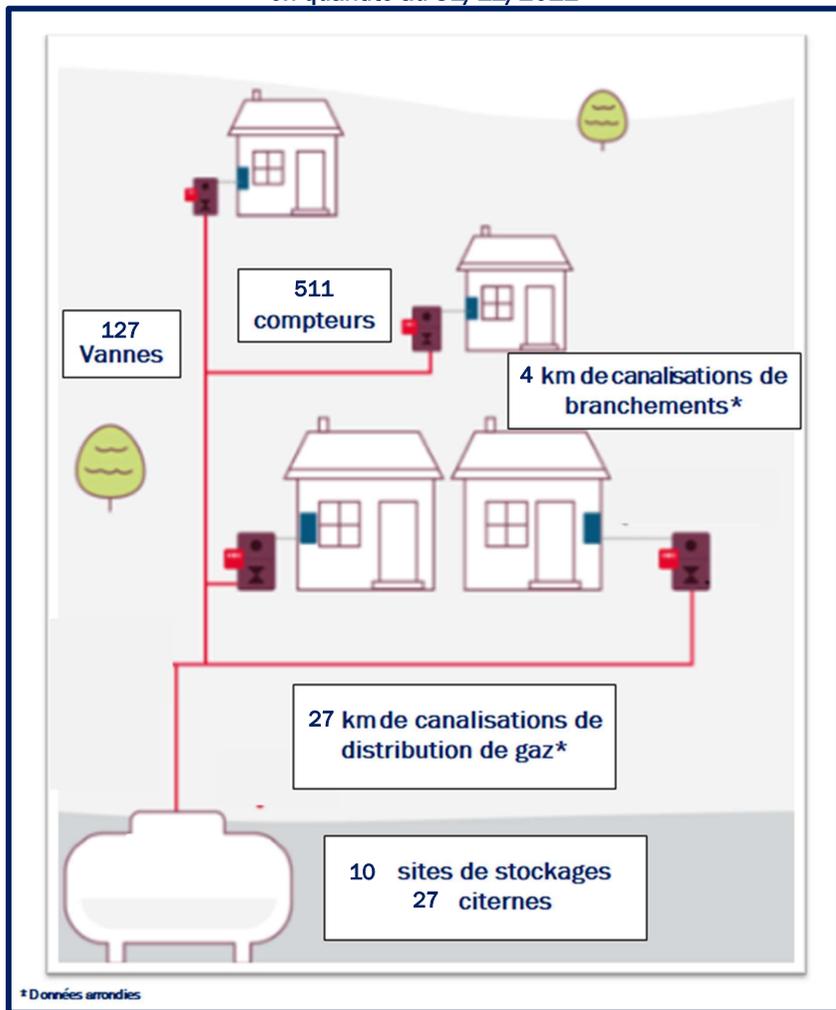
Les quantités aux inventaires comptables ne sont pas concordantes avec celles des inventaires techniques. Les données des inventaires comptables peuvent très difficilement être rapprochées de celles des inventaires techniques en raison, notamment, du fait que le concessionnaire :

- a immobilisé, durant les premières années des concessions, des ouvrages construits en les regroupant (exemple : canalisation de branchement + coffret + compteur) ;
- immobilise deux coffrets lorsqu'il s'agit d'un coffret double-comptage dans l'inventaire technique des coffrets ;
- ne reporte pas les corrections de quantités apportées à l'inventaire technique des canalisations aux inventaires comptables.

Le concédant souhaite que le concessionnaire améliore la cohérence entre les inventaires techniques, cartographique et comptable.

2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux

Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions en quantité au 31/12/2022



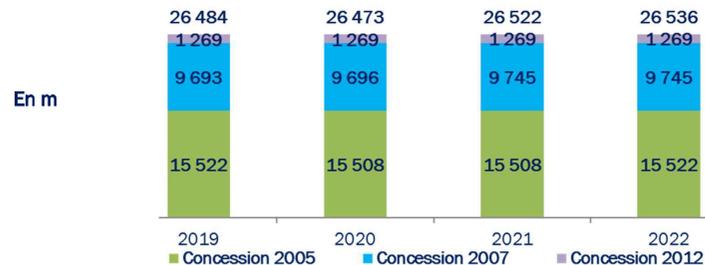
*Linéaire de canalisations de distribution 26,5 km, linéaire de canalisations de branchements 4,1 km soit un total de 30,6 km.



31 km de canalisations*

3. Le linéaire de canalisations de distribution

Le linéaire de canalisations de distribution par Concession en mètre de 2019 à 2022 :



En 2022, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente **26 536 mètres**. (26,5 km) La Concession 2005 représente **58 %** du linéaire de réseau (hors branchement) concédé à PRIMAGAZ, la Concession 2007, **37 %** et la Concession 2012, **5 %**.

La Concession 2005 est la Concession disposant du linéaire le plus long avec **15 522 mètres** (15,5 km), vient ensuite la Concession 2007 avec **9 745 mètres** (9,7 km) et la Concession 2012 avec **1 269 mètres** (1,2 km).

Les canalisations de distribution sont en **polyéthylène haute densité**. On trouve néanmoins de faibles linéaires répartis entre du cuivre (118 m) et de l'acier (64 m). Le Concessionnaire a précisé que ces deux matériaux sont uniquement situés en sortie de citerne de stockage.

Le linéaire des trois Concessions progresse de **14 mètres** en 2022, sur la **Concession 2005**.

L'évolution positive du linéaire est liée à **une densification** (commune de Laize-Clinchamps, commune déléguée de Clinchamps-sur-Orne +14 mètres).

Les linéaires de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2007 n'a pas évolué en 2022** et sur la **Concession 2012 n'a pas évolué depuis 2017**.

L'historique de constitution des réseaux exploités par PRIMAGAZ fait apparaître des **développements importants dans les premières années suivant la signature des contrats** (en conséquence des travaux de 1^{er} établissement) puis un ralentissement du développement les années suivantes.

Ainsi, il convient de souligner que s'agissant de la Concession 2005, 85 % du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2022 a été posé entre 2006 et 2009.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, 86 % du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2022 a été posé entre 2008 et 2011.

Pour la Concession 2012, 100 % du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2022 a été posé en 2013.



Linéaire de canalisations de distribution par commune

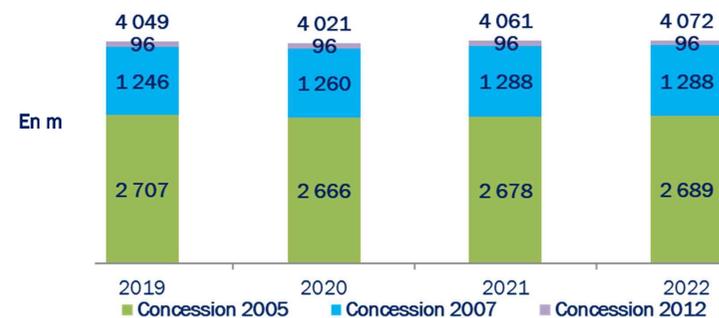
Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1 870	1 870	1 870	1 870
Anisy	2 653	2 625	2 625	2 625
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	3 429	3 437	3 437	3 451
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 075	2 082	2 082	2 082
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 559	1 559	1 559	1 559
Trévières	3 935	3 935	3 935	3 935
Linéaire total	15 522	15 508	15 508	15 522

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	1 362	1 362	1 362	1 362
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 777	1 777	1 777	1 777
Orbec	6 554	6 557	6 606	6 606
Linéaire total	9 693	9 696	9 745	9 745

Concession 2012 en m	2019	2020	2021	2022
Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	1 269	1 269	1 269	1 269

4. Le linéaire de canalisations de branchements

Le linéaire de canalisations de branchements en mètres par Concession de 2019 à 2022 :



En 2022, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à **4 072 mètres** (4 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **augmentation globale** du linéaire de branchements de **11 mètres** entre 2021 et 2022.

Cette évolution est liée à la création d'un raccordement qui concerne la Concession 2005, sur la commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne).

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le linéaire de branchements n'a pas évolué en 2022.

Sur ces **28 mètres**, seulement **22 mètres** correspondent aux **8 raccordements réalisés en 2021** sur la commune d'Orbec, **le solde (6 mètres) est lié à des corrections de l'inventaire technique**.

Le linéaire de canalisations de branchements posées sur la **Concession 2012 n'a pas évolué depuis 2015**.



Linéaire de canalisations de branchements par commune

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Colomby-Anguerny (Anguerny)	157	157	157	157
Anisy	341	341	347	347
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	705	682	685	696
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	353	354	354	354
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	177	177	177	177
Trévières	974	955	958	958
Linéaire total	2 707	2 666	2 678	2 689

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	210	207	207	207
La Vespière-Friardel (La Vespière)	99	99	99	99
Orbec	936	953	981	981
Linéaire total	1 246	1 260	1 288	1 288

Concession 2012 en m	2019	2020	2021	2022
Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	96	96	96	96



Linéaire total de canalisations par commune (canalisations de distribution et canalisations de branchements)

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Colomby-Anguerny (Anguerny)	2 028	2 028	2 028	2 028
Anisy	2 994	2 966	2 972	2 972
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	4 134	4 120	4 123	4 148
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 428	2 435	2 435	2 435
Soulevre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 736	1 736	1 736	1 736
Trévières	4 909	4 890	4 893	4 893
Linéaire total en m	18 228	18 174	18 186	18 211
Linéaire total en km	18,2	18,2	18,2	18,2

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	1 573	1 570	1 570	1 570
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 876	1 876	1 876	1 876
Orbec	7 490	7 510	7 587	7 587
Linéaire total en m	10 939	10 956	11 033	11 033
Linéaire total en km	11,9	11,0	11,0	11,0

Concession 2012 en m Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	2019	2020	2021	2022
Linéaire total en m	1 269	1 269	1 269	1 269
Linéaire total en km	1,3	1,3	1,3	1,3

5. Les citernes de stockage

En fonction de l'interdistance importante entre certaines demandes d'alimentation en gaz, des réseaux séparés ont été construits dans certaines communes, nécessitant l'implantation de plusieurs sites de stockages.

C'est le cas notamment sur les communes d'Anguerny-Colomby (Anguerny, dont un site privé) et de Laize-Clinchamps (Laize la ville).

	Nombre de communes avec stockage	Nombre de sites de stockage	Nombre total de citernes	Dont nombre de citernes enterrées	Capacité de stockage en tonnes
Concession 2005	6	7	19	18	64,8
Concession 2007	2	2	4	3	55,4
Concession 2012	1	1	4	0	12,8
TOTAL des Concessions	9	10	27	21	133

Les réseaux des trois Concessions sont alimentés par **27 citernes réparties sur 10 sites de stockage**.

La contenance globale des citernes atteint **133 tonnes, soit en moyenne près de 13 tonnes par site de stockage. Presque la moitié (49 %) de cette capacité de stockage est localisée sur la Concession de 2005.**

Notons que les réservoirs les plus importants en termes de capacité de stockage (24,5 tonnes) sont situés sur la commune de La Vespière-Friardel (La Vespière). Cette grande capacité est due à la présence de gros consommateurs et permet également l'alimentation de la commune d'Orbec.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation de près de 2 GWh, c'est-à-dire de 8 % à 22 % des consommations moyennes annuelles constatées sur les Concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage de la Concession 2005 apparaissent surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

Six citernes de stockage sur sept (86 %) sont enterrées, soit 21 des 27 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les phénomènes de corrosion.

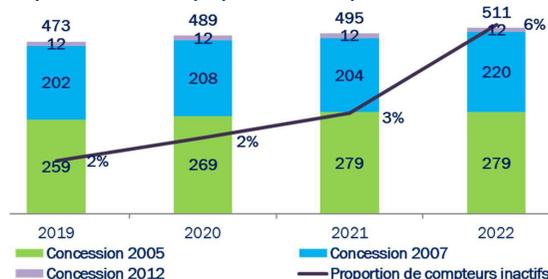
Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué entre 2021 et 2022.



Il est à noter que les inventaires ne font pas apparaître l'année de fabrication des citernes.

6. Les compteurs et les coffrets

Nombre de compteurs par Concession et proportion de compteurs inactifs de 2019 à 2022 :



Les **compteurs** sont les appareils de mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur. On dénombre **511 compteurs** dont **279 (56 %)** pour la Concession 2005, **220 (41 %)** pour la Concession 2007 et **12 (2 %)** pour la Concession 2012.

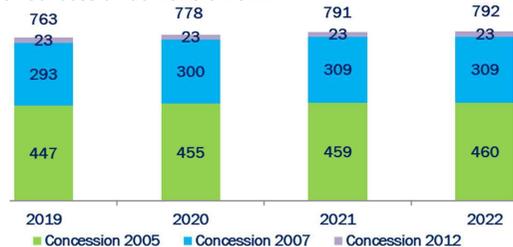
Un compteur devient inactif lorsqu'il n'y a pas de consommation dans l'année. Le **taux de compteurs inactifs est de 6 % pour l'ensemble des trois Concessions (31 compteurs en 2022)**, soit le double de celui observé en 2021. Le concessionnaire explique qu'il a enregistré 12 résiliations d'utilisateurs sur l'année 2022 à la suite de changements d'énergie pour des pompes à chaleur, notamment liés aux aides du Gouvernement.

Le nombre de compteurs actifs (480) est égal au nombre de consommateurs (PCE actifs). Ce n'est pas toujours le cas, car plusieurs usagers peuvent se succéder dans le même logement. Le **taux de compteurs inactifs est de 6 % pour la Concession 2005, 5 % pour la Concession 2007 et 17 % pour la Concession 2012.**

Le suivi du nombre de compteurs et de leur année de fabrication permet de s'assurer de la mise en œuvre de la vérification périodique (VPE). La périodicité de vérification des compteurs est règlementée. Elle dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques, 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels, 5 ans pour les compteurs à piston rotatif ou à turbine (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 modifié relatif aux compteurs de gaz combustible).

Au 31/12/2022, les compteurs les plus anciens avaient pour année de fabrication 2002. Le Concessionnaire a précisé qu'il avait identifié les compteurs des Concessions concernés par une opération de vérification périodique et qu'il avait repoussé la campagne de remplacement à 2024 à cause de la migration de son logiciel de gestion intégrée.

Nombre de coffrets par Concession de 2019 à 2022 :

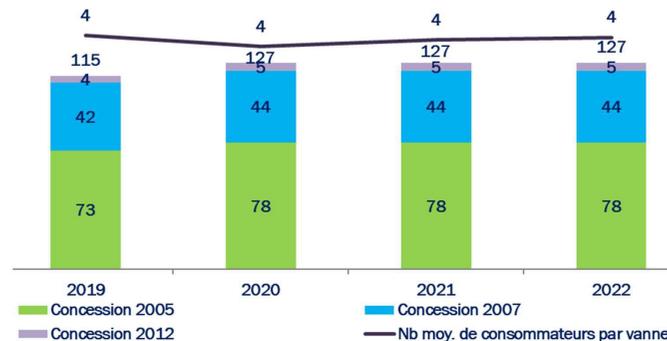


Le coffret de branchement est un équipement qui peut accueillir un ou plusieurs compteurs, les organes de coupures et le dispositif de détente ou de régulation (en fonction de la pression). Il est généralement situé en limite du domaine public. PRIMAGAZ précise que les trois Concessions totalisent **792 coffrets**, dont 58 % sur la Concession de 2005.

La quasi-totalité des coffrets sur réseaux exploités par PRIMAGAZ est de type « individuel » ; seuls 13 coffrets avec deux comptages ont été recensés sur les Concessions (9 sur la Concession 2005, 1 sur la Concession 2007 et 3 sur la Concession 2012).

7. Les vannes

Le nombre de vannes par Concession de 2019 à 2022 et le nombre moyen d'utilisateurs par vanne :



Les **vannes d'obturation**, implantées à différents points stratégiques des réseaux, permettent d'isoler une partie de réseau défaillant et interrompre le transit du gaz, tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

Le Concessionnaire distingue les **vannes de coupure générale**, situées en sortie des sites de stockage, et les **vannes de sectionnement**.

Pour l'ensemble des Concessions, à fin 2022, le Concessionnaire fait état de l'exploitation de **127 vannes** dont 117 robinets de réseaux (vannes de sectionnement) et de 10 vannes d'obturation principale en sortie de stockage (vannes de coupure générale). **L'inventaire technique des vannes de 2022 a été corrigé** : une vanne était identifiée comme vanne de coupure générale au lieu de vanne de sectionnement sur la commune de Laize-Clinchamps (Laize la ville – DSP 2005).

Le Concessionnaire n'a **pas posé de nouvelle vanne depuis 2015 sur l'ensemble des Concessions.**

Sur l'ensemble des Concessions, les vannes posées permettent, en moyenne, de limiter à environ 4, le nombre d'utilisateurs coupés en cas d'incident. Elles sont implantées, en moyenne, tous les 209 mètres de canalisation de distribution. Ces ratios sont stables.

Pour ce qui concerne la Concession 2005 : en moyenne une vanne est posée tous les 199 mètres et correspond à une moyenne de **3 usagers consommateurs.**

Pour ce qui concerne la Concession 2007 : en moyenne sur cette Concession, une vanne est posée tous les 221 mètres et correspond à une moyenne de **5 usagers consommateurs.**

Pour ce qui concerne la Concession 2012 : en moyenne, une vanne est posée tous les 254 mètres. En moyenne, une vanne correspond à **2 usagers consommateurs.**

8. La cartographie des ouvrages

L'Autorité concédante rapproche les données cartographiques et les données des inventaires techniques communiquées par le Concessionnaire. Ce rapprochement a conduit à identifier des écarts récurrents peu importants depuis les données 2019.

Sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à **42 mètres (en valeurs absolues)**, soit 0,1 % du linéaire technique total. Ce différentiel a augmenté de 5 mètres en 2022. **En dépit de cet accroissement, cet écart reste très limité.**

En 2022, certains écarts de longueurs détectés en 2021 ont diminué (sur la commune de Laize-Clinchamps). D'autres écarts peu importants ont légèrement augmenté (sur la commune d'Anisy).

La réglementation anti-endommagement des réseaux enterrés impose aux exploitants de **réseaux dits « sensibles »**, depuis 2012, de garantir avec précision la localisation **des réseaux qu'ils mettent en service.**

À compter du 1^{er} janvier 2020, cette obligation a été étendue à l'**ensemble** des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE¹⁰. **Au 1^{er} janvier 2026, cette obligation s'entendra aux réseaux sensibles situés en dehors de ces unités urbaines.** La classe de précision de géoréférencement attendue des réseaux dits sensibles est la classe « A », sauf exception dont la liste est fixée par la réglementation. Les classes de précision sont au nombre de 3 :

- **Classe A** : incertitude de localisation inférieure ou égale à 40 cm si le réseau est rigide ou à 50 cm si le réseau est flexible,
- **Classe B** : incertitude de localisation maximale de localisation supérieure à celle relative à la classe A et inférieure ou égale à 1,5 m,
- **Classe C** : incertitude maximale de localisation supérieure à 1,5 m, ou si son exploitant n'est pas en mesure de fournir la localisation correspondante.

Les réseaux de distribution de gaz sont des réseaux sensibles. Le Concessionnaire a donc l'obligation de localiser avec une précision de classe A depuis le 1^{er} janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1^{er} janvier 2026 les réseaux situés en dehors de ces unités urbaines. Sur le périmètre des Concessions, les communes classées en unité urbaine sont les suivantes : **Thue et Mue (Cheux), Orbec et La Vespière-Friardel (La Vespière).**

Les taux de linéaire de réseau en classe de sensibilité A pour ces communes sont les suivants (situation au 13 mars 2023) :

Concession	Commune en unité urbaine	Longueurs en mètre de réseaux par classe de sensibilité			Part du linéaire en classe A
		Classe A	Classe B	Classe C	
2007	Thue et Mue (Cheux)	1 588			100 %
	Orbec	7 586	1		100 %
	La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 865		45	98 %

PRIMAGAZ a précisé que **les réseaux sensibles situés en unité urbaine sont en classe A ou relèvent des exceptions réglementaires** (1 m en classe B à Orbec et 45 m en classe C à La Vespière-Friardel).

Concernant La Vespière-Friardel (La Vespière), le Concessionnaire a précisé que la présence dans sa base de données de 2 tronçons de canalisations de PE de diamètre 160 en classe C dans l'aire de stockage est une erreur. La correction de cette anomalie est en attente.

Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2022 que les réseaux sont également en classe A ou relèvent des exceptions réglementaires.

Ainsi, 100 % du réseau est déjà en classe A sur les communes de Colomby-Anguerny (Anguerny), Anisy, Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces) et Trévières.

Le réseau est à 99,5 % en classe A sur la commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville — 32 m en classe C sur le site de stockage) et à 99,9 % sur St-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière (1 m en classe B).

9. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES

POINTS FORTS :

- ⇒ Exhaustivité des données techniques, relatives aux ouvrages, communiquées par le Concessionnaire.
- ⇒ Taux de réseau en classe A à 100 % ou relevant des exceptions réglementaires pour les trois communes situées en unités urbaines, comme pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- ⇒ La correction de la base de données indiquant la présence dans sa base de données de 2 tronçons de canalisations de PE de diamètre 160 en classe C dans l'aire de stockage.
- ⇒ Fiabiliser les données avant leur transmission au Concédant (cohérence entre inventaires techniques, cartographiques et comptables), notamment concernant les vannes, les canalisations posées (caractéristiques), les citernes de stockage (années de fabrication), les coffrets.

¹⁰ La notion d'unité urbaine repose sur la continuité du bâti et le nombre d'habitants. Les unités urbaines sont construites en France métropolitaine et dans les DOM d'après la définition suivante : une commune ou un ensemble de communes présentant une zone de bâti continu (pas de coupure de plus de 200 mètres entre deux constructions) qui compte au moins 2 000 habitants.

IV. QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. Les signalements et incidents

Nombre d'incidents sur ouvrages exploités	2019	2020	2021	2022
Concession 2005	7	6	1	5
Concession 2007	4	6	3	5
Concession 2008	0	1	1	0
Total	11	13	5	10

Pour les 3 Concessions, PRIMAGAZ a recensé **16 appels de tiers** (6 en 2021), dont **10 (63 %) concernaient le réseau exploité**.

Le nombre d'incidents sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire fluctue d'une année à l'autre. Il augmente en 2022 par rapport à 2021, pour atteindre le niveau observé en 2019.

Le concessionnaire a précisé que, sur les 16 appels, 7 d'entre eux concernaient des dépannages sur ouvrages concédés, 3 dépannages ou contrôles d'installations hors concessions, 2 avis de travaux urgents (ATU) et 1 audit, sans incidence sur la sécurisation des biens et des personnes. **Le volume d'incidents affectant les biens concédés apparaît maîtrisé.**



Un incident majeur a été constaté¹¹ en 2022. L'incident a coupé 78 usagers sur la commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne) à cause d'un sur-remplissage de citerne les 21 et 22 avril 2022. Le Concessionnaire a prévenu les usagers concernés par SMS. L'ensemble des installations des usagers a été réalimenté au plus tard à 17 le 22/04/2022.

Les dispositions réglementaires applicables en la matière¹² imposent aux opérateurs de réseaux de gaz combustibles d'assurer un **enregistrement rigoureux de l'ensemble des signalements, de collecter la chronologie (de la réception du signalement à la clôture de l'intervention), d'archiver et d'interpréter ces informations.**

Le Concessionnaire a pu fournir les « rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux » pour les trois incidents liés à la sécurité et pour les sept dépannages, trois rapports d'intervention et deux comptes-rendus de visite de surveillance.

Cependant, les formulaires « appel sécurité » ne sont plus fournis. Le concessionnaire a précisé que les informations relatives aux données d'appel étaient enregistrées dans un outil interne et que les formulaires « Appel de sécurité » étaient encore incomplets. Ce point sera suivi lors de la mission de contrôle 2024.



Le concessionnaire doit parfaire la complétude des formulaires « Appel de sécurité » et « Ordre de service intervention » ainsi que transmettre l'exhaustivité des documents de traitement des appels reçus par la plate-forme concernant les concessions.

¹¹ Pour PRIMAGAZ, un incident majeur est un incident présentant au moins un des critères suivants : 200 usagers coupés, ensemble des usagers du réseau en concession affecté et consignation du réseau, évacuation de personnes par mesure de précaution, dommages corporels ou victime(s).

¹² Article 17 de l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et cahier des charges RSDG n° 9.



Des signalements à l'analyse des incidents 2022

16 signalements :
Appels de tiers (usagers, pompiers, personnel de PRIMAGAZ...)
à la plate-forme d'appels « PRIMAGAZ sécurité »
0800 11 44 77



14 déplacements d'un prestataire sur site
(urgences, dépannages, ouvrages concédés ou non)



4 déplacements **non considérés** comme incidents par le Concessionnaire :
3 déplacements pour des ouvrages **non exploités** par le Concessionnaire (installations intérieures, citernes particulières, etc.) et 1 déplacement pour **audit** (simulation d'incident)

10 incidents **sur ouvrages exploités** par le Concessionnaire (canalisations de réseau, branchement, vannes, conduite d'immeuble, conduites montantes, stockage, etc.)

3 interventions pour sécurité

7 dépannages



Analyse	Incident sur ouvrages non exploités par le Concessionnaire	Incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire
Principal motif des appels	Odeur de gaz	Demande d'intervention
Principale cause des signalements	Équipement défectueux	Équipement défectueux
Principal siège des incidents	Citerne individuelle	Stockage

2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités

Nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire		Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Sous-total	Total
Causes des incidents	Fuite de gaz sans incendie	2	3		5	10
	Équipement défectueux et dommage sur ouvrage	2	1		3	
	Autres	1	1		2	
Sièges	Vanne					10
	Réseau					
	Branchements	1	4		5	
	Stockage	4	1		5	
	Autre (demande de plans en urgence, non précisé...)					
Nb d'usagers coupés		78	1	0	79	79

PRIMAGAZ n'informe pas systématiquement le SDEC ENERGIE des incidents au fil de l'eau.

Seuls les **incidents majeurs** font l'objet d'une information de ce type en direction de l'Autorité concédante. Ainsi, l'incident qui a coupé 78 usagers sur la commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne) à cause d'un sur-remplissage de citerne a été signalé au Concédant par PRIMAGAZ le 22/04/2022 et un rapport d'incident a été communiqué le 25/04/2022.

Hors incidents majeurs, les rapports d'incidents ne sont pas communiqués à la suite des incidents, mais lors de la remise du CRAC (Compte-rendu annuel d'activité), une fois par an.

Par ailleurs, le Concessionnaire a communiqué les conséquences des incidents : **79 usagers ont été coupés** pour l'ensemble des appels **en lien avec un incident concernant des ouvrages exploités** par le Concessionnaire.

Les **motifs des appels reçus** par le concessionnaire sont principalement des demandes de dépannage et des odeurs de gaz.

Sur les 10 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 5 ont eu pour **siège un branchement** et 5 un **site de stockage**.

5 micro-fuites de gaz ont été constatées et réparées.



Aucun dommage aux ouvrages de gaz lors de travaux réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2022.

Un dommage aux ouvrages de gaz a été constaté en lien avec la circulation.

3. Le délai d'intervention du prestataire

Historique des interventions pour motif de sécurité (hors dépannage) (Durée entre l'appel et l'arrivée sur site)		2019	2020	2021	2022
Concession 2005	Durées moyennes	59 min	61 min	50 min	0 min
	Nombre	7	4	1	1
Concession 2007	Durées moyennes	-	67 min	60 min	90 min
	Nombre	0	4	2	2
Concession 2012	Durées moyennes	-	-	-	-
	Nombre	0	1	0	0
Total des 3 concessions	Durées moyennes	59 min	64 min	57 min	60 min
	Nombre	7	9	3	3

Tous les signalements d'incidents ont donné lieu à l'intervention d'un prestataire du Concessionnaire. Le prestataire d'intervention d'urgence (prestataire SUR – Surveillance Réseau) et le prestataire spécialisé pour les citernes (SAP) sont intervenus pour trois signalements identifiés par la plate-forme d'appels comme liés à la sécurité. Le prestataire de maintenance (prestataire SAV – Service après-vente réseau) est intervenu pour les signalements identifiés comme liés à des dépannages.

Le Concessionnaire a contractualisé les délais d'intervention de ses prestataires d'urgence et sécurité gaz. Ainsi, au niveau national, les délais des interventions doivent être inférieurs à 1 h dans 80 % des cas, inférieurs à 1 h 30 dans 95 % des cas et inférieurs à 2 h dans tous les cas.

 Sur l'ensemble des trois Concessions, la durée moyenne de ces interventions est d'une heure en 2022.

Sur l'ensemble des concessions, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins de 1 h dans 67 % des cas et dans 100 % des cas, en moins de 1 h 30.

Notons que le délai moyen observé en 2022 est égal au délai d'intervention d'urgence fixé dans le Contrat de Service Public signé entre GRDF et l'État (96 % des interventions en moins d'une heure).

Concernant les interventions pour dépannage, les délais sont précisés dans les cahiers des charges :

- Pour les concessions 2005 et 2007, la garantie des services précise un délai de 4 h après l'appel ;
- Pour la concession 2012, le contrat mentionne un délai de 24 h après l'appel.

 Les documents fournis par le concessionnaire ne permettent pas de vérifier ces délais de dépannage.

4. La surveillance des réseaux et la prévention

Chaque année, PRIMAGAZ contrôle les réseaux de distribution de gaz, sur l'ensemble des communes, sauf en 2022 où le réseau de la commune d'Anisy n'a pas été contrôlé, comme en 2021. Le concessionnaire indique avoir créé une alerte informatique pour la réalisation des visites de surveillance des réseaux.

La réglementation¹³ impose une surveillance a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux (hors réseau créé dans l'année, points singuliers¹⁴, etc.). Le Concessionnaire indique qu'il a identifié deux points singuliers : sur les communes d'Orbec (un forage dirigé dans la zone industrielle) et de Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière (une traversée de pont sur la RD47).

 En 2022, le Concessionnaire a ainsi déclaré avoir surveillé dans le cadre de la recherche systématique de fuite (RSF) près de **28 km de canalisations** de distribution et de branchements, soit de **90 % du linéaire des réseaux concédés**, répartis sur 9 communes. L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit à un niveau élevé. **3 micro-fuites ont été décelées lors de ces contrôles.**

La RSF permet également la **surveillance des robinets de réseau** (vannes) et ainsi de vérifier leur repérage, leur accessibilité et leur manœuvrabilité.

 Les comptes-rendus de l'ensemble des contrôles périodiques des réseaux ont été communiqués par le concessionnaire. Cependant, le Concédant note à nouveau des imprécisions de complétude relatives au contrôle des extincteurs et des mesures de pression, ainsi que le suivi à parfaire des actions à mener à l'issue de ces visites.

L'activité de surveillance et de **maintenance des citernes et sites de stockage** réalisée par PRIMAGAZ est organisée de la façon suivante :

- Des actions de contrôles des extincteurs, menées par un prestataire ;
- Des actions d'entretiens des espaces verts aux abords des citernes, réalisés par un prestataire ;
- Des actions de contrôles ainsi que les inspections périodiques menées au cours de l'activité de surveillance des réseaux (technicien PRIMAGAZ) ou par les chauffeurs livrant le propane pour les réservoirs jusqu'à 3,2 tonnes. L'analyse des rapports d'inspection remis par le Concessionnaire permet de s'assurer des différents points de contrôles alors réalisés.

Hors Anisy, l'ensemble des sites de stockage semble donc avoir été visité par le Concessionnaire en 2022. Des inspections périodiques¹⁵ des citernes de stockage ont été réalisées sur 6 citernes en 2022, réparties parmi les 27 citernes au total.

De nombreux réservoirs font l'objet d'inspections périodiques à une fréquence plus courte que celle prévue par la réglementation, à savoir 4 ans. Il s'agit de réservoirs jusqu'à 3,2 tonnes pour lesquels les inspections sont réalisées par les chauffeurs livrant le propane.

 On peut noter un manque de communication des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance, ainsi que d'information des communes concernées par des incidents avec intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence.

¹³ Arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et cahier des charges RSDG 14 du 11 février 2022.

¹⁴ L'article 20 de l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations précise que les points singuliers du réseau tels que les traversées de rivière ou les passages le long d'ouvrages d'art font l'objet d'un programme de suivi spécifique et formalisé. Le RSDG 14 du 11 février 2022 précise article 10.1 « Les points singuliers sont des parties du réseau soumises à des sollicitations périodiques liées à leur environnement. » et cite, aux articles 10.2 à 10.5, les passages le long d'ouvrages d'art ou en aérien, traversées de rivière, traversées en acier sous fourreau de voies de chemin de fer ou de voies à grande circulation et galeries techniques.

¹⁵ Par l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression, les citernes de stockage sont soumises à des inspections périodiques ne pouvant pas excéder 4 ans, ainsi qu'à des requalifications périodiques au plus tard tous les 10 ans. Les inspections périodiques supposent notamment une vérification extérieure, un examen des accessoires de sécurité et de toutes les parties visibles après mises à nu et démontage de tous les éléments amovibles ainsi que toutes vérifications utiles.

5. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

POINTS FORTS :

- ↪ Pas de dommage aux ouvrages lors de travaux à proximité des réseaux de gaz.
- ↪ Un volume d'incidents (10) affectant les ouvrages concédés maîtrisé.
- ↪ Durée moyenne des interventions d'urgence d'une heure.
- ↪ Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité du linéaire en exploitation, hors Anisy.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- ↪ Un incident majeur constaté.
- ↪ Des imprécisions de complétude des rapports de visites annuelles (mesures de pressions, contrôle des extincteurs).
- ↪ Suivi des actions à mener à l'issue des visites annuelles à parfaire.
- ↪ L'information des communes concernées par des incidents avec intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence.
- ↪ Impossibilité de contrôler si les délais de dépannage respectent les dispositions contractuelles.



POINT NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ :

- ↪ Communiquer en amont et suffisamment tôt, aux communes et au SDEC ENERGIE, les dates précises des contrôles annuels des réseaux et des inspections périodiques de site de stockage.



V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

1. Données comptables et financières communiquées

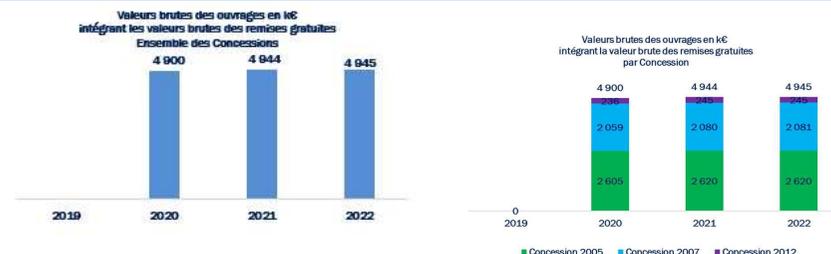
Les cahiers des charges listent les données comptables et financières qui doivent être communiquées à l'Autorité concédante. Il s'agit des données énumérées ci-dessous :

Données communiquées Concession 2005-2007	Oui Non	Données communiquées Concession 2012	Oui Non	Observations SDEC ENERGIE
Le montant des taxes professionnelles et foncières	Oui		Oui	Pas d'ouvrages assujettis au versement d'une taxe foncière
Les recettes d'énergie	Oui		Oui	
Les autres recettes	Oui		Oui	
Le compte d'exploitation	Oui		Oui	
Un état des dépenses de maintenance	Oui		Oui	
Un état des dépenses d'investissement	Oui		Oui	
Le compte « droit du concédant »	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des biens financés par le concessionnaire	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des remises gratuites	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Les mouvements qui ont impacté l'inventaire	Oui		Oui	
Un inventaire financier	Oui	- Un inventaire des biens de retour et de reprise	Oui	Le concessionnaire communique un inventaire complémentaire relatif aux biens propres
		Un état du suivi de programme contractuel d'investissement de 1 ^{er} établissement et renouvellement ainsi qu'une présentation de la méthode de calcul de la charge économique imputé au compte d'exploitation	Non	- Investissements de 1 ^{er} établissement réalisés, - Pas d'investissement et renouvellement - La méthode de calcul est fournie par le concessionnaire dans le cadre de la mission d'audit
		Une présentation des méthodes et des éléments de calcul économiques annuel et pluriannuel retenus pour la détermination des produits et des charges directs et indirects imputés au compte de résultat	Oui	Réponses fournies par le concessionnaire dans le cadre de la mission d'audit
		Un compte-rendu de la situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public concédé,	Oui	Les Inventaires des biens localisent les ouvrages
		Les engagements à incidences financières y compris en matière de personnel liés à la délégation de service public et nécessaire à la continuité du service public,	Non	Pas d'engagement en 2022
		Un état des demandes d'extension restées sans suite, accompagné des calculs de taux de profitabilité.	Non	Pas d'extension en 2022

Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données comptables et financières au titre des comptes-rendus d'activité sont globalement satisfaites.

⚠ Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique des inventaires présentant des valeurs comptables intégrant les valeurs des ouvrages financés par des tiers (notamment les lotisseurs). Ceci représente une évolution favorable puisqu'en omettant de comptabiliser ces valeurs ceci avait pour effet de diminuer artificiellement la valeur des ouvrages concédés.

2. Les valeurs brutes en k€¹⁶



Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique des inventaires présentant des valeurs comptables intégrant les valeurs des ouvrages financés par des tiers (remises gratuites). Pour les années antérieures, l'autorité concédante ne dispose pas de ces données.



En 2022, la valeur brute des ouvrages intégrant la valeur des remises gratuites s'élève à **4 945 k€** pour l'ensemble des Concessions. La valeur brute des ouvrages progresse très peu entre les deux exercices (0,85 k€ soit moins de 0,02 %).

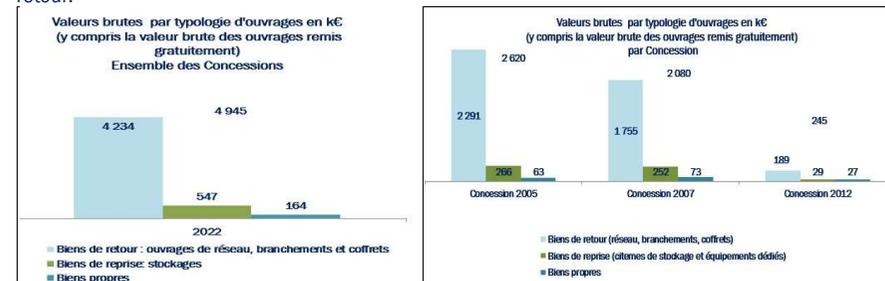


La valeur brute des ouvrages financés par des tiers s'élève à **242 k€**, dont 175 k€ pour la Concession 2007. Le Concessionnaire n'enregistre aucune remise gratuite pour la Concession 2012.

Ces ouvrages financés par les tiers sont exclusivement des ouvrages de réseau (Biens de retour). **La valeur brute des ouvrages financés par des tiers n'a pas évolué depuis 2 exercices.**

La valeur brute des ouvrages financés par PRIMAGAZ s'élève à **4 703 k€** pour l'ensemble des Concessions. La valeur brute des ouvrages financés par PRIMAGAZ représente **95 %** de la valeur brute de l'ensemble des ouvrages.

86 % des ouvrages de l'ensemble des Concessions, quel que soit leur financement, sont des biens de retour.



¹⁶ En annexe n° 2, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par commune.



Éléments à retenir

Quelques définitions

La valeur brute	La valeur brute d'un ouvrage correspond à sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable et plus particulièrement à son coût d'acquisition si elle a été acquise à titre onéreux, à son coût de production si elle a été produite par l'entreprise, ou à sa valeur vénale si elle a été acquise à titre gratuit.
La valeur nette comptable	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements . Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC), la formule de calcul est plutôt simple : $VNC = \text{Prix d'achat HT} - \text{amortissements (amortissements dits techniques et de dépréciation-Cf. ci-après - 5 - Les amortissements et les valeurs nettes)}$
Biens remis gratuitement Ou Remises gratuites	Il s'agit de biens remis gratuitement par des lotisseurs au Concessionnaire. Les lotisseurs remettent au Concessionnaire des tranchées ouvertes lui permettant de poser les réseaux sans exposer de coûts afin d'ouvrir lesdites tranchées. On parle ainsi de remises gratuites que le Concessionnaire valorise dans les inventaires à hauteur de 100 €/ml.

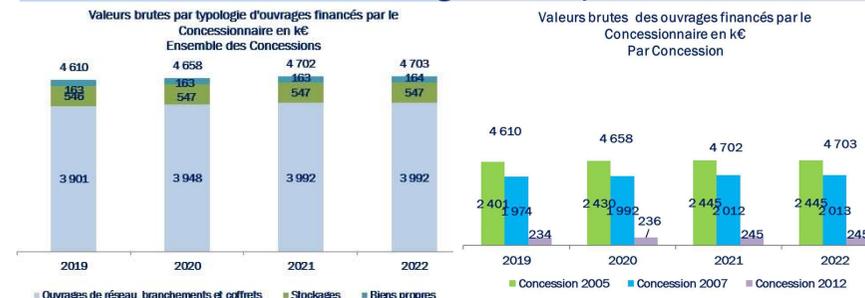
Le régime des biens en Concession

Typologies	Définitions	Les ouvrages
Biens de retour	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles indispensables à l'exécution du service public et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de Concession.	- Canalisations de distribution, Prises de branchement, Canalisations de branchement, Coffrets et armoires multi comptage (qui contiennent le régulateur, les organes de coupure et les compteurs).
Biens de reprise	Il s'agit ici des biens qui n'ont pas été remis par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public . Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du Concessionnaire. Ces biens peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat	- Réservoirs, Lignes de détente, ouvrages de vaporisation, aménagements et équipements divers des ouvrages de stockage.
Biens propres	Les biens propres qui restent la propriété du délégant , sauf accord particulier entre les parties	Tous les autres ouvrages.

Retour des ouvrages au Concédant au terme des Concessions

Typologies	Concession 2005 – Concession 2007 – Concession 2012
Biens de retour	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante gratuitement à la fin de la Concession.
Biens de reprise	En fin de Concession, ces biens peuvent être repris par l'Autorité concédante à la condition que cette dernière exerce cette prérogative moyennant un prix à déterminer selon la libre négociation des parties, sans que le Concessionnaire ne puisse s'opposer à cette reprise.

3. Les valeurs brutes en k€ des ouvrages financés par le Concessionnaire



En 2022, la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire s'élève pour l'ensemble des Concessions à **4 703 k€**. Elle progresse de **0,02 %** par rapport à 2021 (+ **0,85 k€**).



C'est l'évolution la moins importante constatée depuis **10 ans**.

Cette évolution est liée aux mises en service 2022 (à la maille de l'ensemble des concessions, les mises en service 2022 représentent 0,85 k€).

À la maille de chaque Concession, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire s'établissent à :

- Pour la Concession 2005, 2 445 k€ sans évolution par rapport à l'exercice précédent,
- Pour la Concession 2007, 2 013 k€ en progression de 0,04 % par rapport à 2021,
- Pour la Concession 2012, 245 k€, sans évolution par rapport à l'exercice précédent.

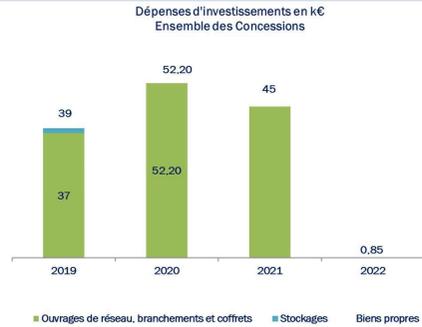
Par typologie d'ouvrages, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions se répartissent comme suit :

- Les ouvrages de réseau, branchements et coffrets (Biens de retour) pour 3 992 k€,
- Les ouvrages de stockage (biens de reprise) pour 547 k€,
- Les biens propres pour 164 k€.

À la maille de chaque Concession, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire se répartissent comme suit :

Valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire en k€	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Somme
Biens de retour (réseau, branchements, coffrets)	2 116	1 687	189	3 992
Biens de reprise (citernes de stockage et équipements dédiés)	266	252	29	547
Biens propres	63	73	27	164
Somme	2 445	2 013	245	4 703

4. Les dépenses d'investissement 2022 en k€



En 2022, les dépenses d'investissements immobilisées pour l'ensemble des Concessions se sont élevées à **0,85 k€**.

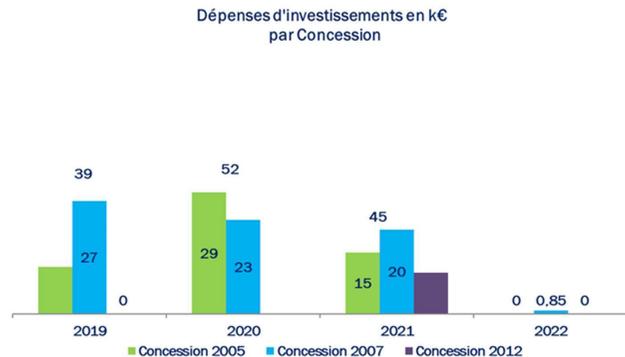


Ces dépenses d'investissement portent sur des biens propres au Concessionnaire sur le périmètre de la commune de Cheux (Concession 2007). Les ouvrages réalisés sont des travaux de clôture.

Dans la mesure où aucune mise en service d'ouvrages sous pression n'a été enregistrée au cours de l'exercice 2022, les questions posées au cours de la mission de contrôle ont concerné une liste complémentaire d'opérations mises en service en 2020 et 2021.

En complément de ces tests, la pièce justificative correspondant au seul investissement réalisé a été transmise et la justification d'une correction a été fournie durant la mission de contrôle.

À l'issue de cette séquence, il est possible de conclure que les documents reçus pour justifier la valeur des immobilisations entrées en inventaire et leur date de mise en service sont satisfaisants.



5. Les amortissements et les valeurs nettes en k€

Concession 2005 – en k€	2019	2020	2021	2022
Valeurs brutes	2 401	2 605	2 620	2 620
Amortissements techniques cumulés	1 133	1 317	1 393	1 480
Amortissements de dépréciation des remises gratuites		11	22	22
Amortissements de caducité cumulés	861	943	1 025	1 368
Valeurs nettes	1 182	1 289	1 206	1 119
Taux d'amortissement	47 %	51 %	53 %	56 %

Concession 2007 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeurs brutes	1 974	2 059	2 080	2 081
Amortissements techniques cumulés	902	970	1 037	1 109
Amortissements de dépréciation des remises gratuites		4	7	7
Amortissements de caducité cumulés	567	631	697	999
Valeurs nettes	1 073	1 089	1 035	965
Taux d'amortissement	46 %	47 %	50 %	53 %

Concession 2012 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeurs brutes	234	236	245	245
Amortissements techniques cumulés	79	86	96	105
Amortissements de dépréciation des remises gratuites				
Amortissements de caducité cumulés	38	44	50	85
Valeurs nettes	156	149	149	139
Taux d'amortissement	34 %	37 %	39 %	43 %

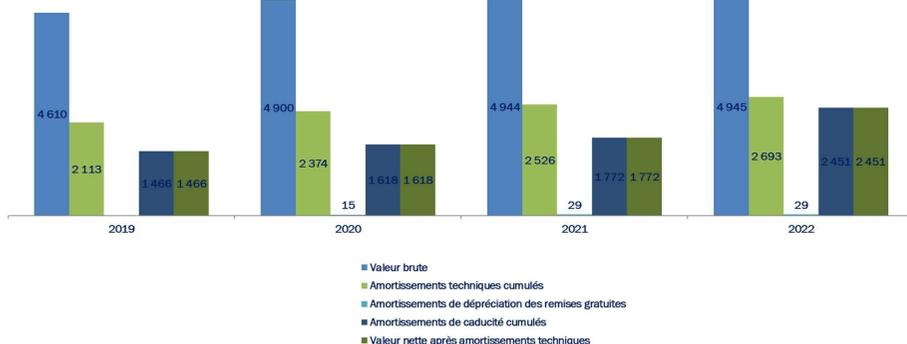
Ensemble des Concessions en k€	2019	2020	2021	2022
Valeurs brutes	4 610	4 900	4 944	4 945
Amortissements techniques cumulés	2 113	2 374	2 526	2 693
Amortissements de dépréciation des remises gratuites		15	29	29
Amortissements de caducité cumulés	1 466	1 618	1 772	2 451
Valeurs nettes	2 410	2 527	2 419	2 222
Taux d'amortissement	46 %	48 %	51 %	54 %

Concession 2005 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	2 291	266	63	2 620
Amortissements de caducité	1 107	261	0	1 368
Amortissements techniques	1 156	262	62	1 480
Amortissements de dépréciation	22	0	0	22
Valeurs nettes	1 113	4	1	1 119

Concession 2007 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	1 755	252	73	2 081
Amortissements de caducité	763	236	0	999
Amortissements techniques	802	234	73	1 109
Amortissements de dépréciation	7	0	0	7
Valeurs nettes	945	19	1	965

Concession 2012 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	189	29	27	245
Amortissements de caducité	57	27	0	85
Amortissements techniques	53	28	24	105
Amortissements de dépréciation	0	0	0	0
Valeurs nettes	135	1	3	139

Pour l'ensemble des Concessions : Valeurs brutes, cumul des amortissements de caducité, techniques , valeurs nettes après amortissements techniques



Les techniques d'amortissement pratiquées par le concessionnaire

Pour les biens de retour financés par PRIMAGAZ	<p>Que ces biens soient renouvelables ou pas avant le terme des Concessions, le Concessionnaire constitue deux amortissements :</p> <p>Le Concessionnaire constate un amortissement dit « technique » calculé sur la valeur brute de l'ouvrage et les durées d'amortissements qui figurent dans le cahier des charges : cet amortissement technique ne génère pas de charges dans le compte d'exploitation.</p> <p>Le Concessionnaire constate, en outre, un amortissement de caducité calculé sur la valeur brute de ces ouvrages de leurs dates de mise en service jusqu'aux termes des contrats de Concession. Cet amortissement est inscrit en charge au compte de résultat.</p>
Pour les biens de retour financés par les tiers (remises gratuites)	Le Concessionnaire constitue un amortissement de dépréciation dans des conditions identiques à celles de l'amortissement dit « technique ».
Pour les biens de reprise et les biens propres	Le concessionnaire pratique un amortissement dit « technique » , calculé sur la durée comptable de 10 ans. Une charge est constatée par le crédit du compte d'amortissement cumulé, mais cette charge ne figure pas dans le compte d'exploitation. Pour justifier sa position, le Concessionnaire indique qu'il ne souhaite pas alourdir les charges d'exploitation.



Les durées d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire

Concession 2005 – Concession 2007 – Concession 2012	
Ouvrages de réseau	25 ans
Coffrets de branchement	25 ans
Compteurs	20 ans
Stockage	10 ans



À retenir

Les Concessions 2005 et 2007 n'imposent aucune méthode d'amortissement.

Cependant, ils fixent des durées d'amortissement qui sont conformes à celles utilisées par le Concessionnaire à l'exception des ouvrages de stockage.

En effet, les cahiers des charges précisent trois durées d'amortissement distinctes pour les différents ouvrages de stockage (Ouvrages de détente, 20 ans, Ouvrages de sectionnement, 25 ans, Protections cathodiques, 10 ans), alors que le Concessionnaire pratique, quel que soit le type d'ouvrage de stockage, un amortissement sur une durée de 10 ans.

Le cahier des charges de la concession 2012 ne précise ni les méthodes d'amortissement du Concessionnaire ni les durées d'amortissement.

Interrogé par le Concédant sur la méthode d'amortissements mise en œuvre sur la Concession de 2012, le Concessionnaire a précisé : « La méthode d'amortissements de la DSP 3 est identique à celles des DSP 1 et 2. En revanche, le contrat de concession ne précise pas un plan d'amortissements spécifique, c'est le plan d'amortissements du Concessionnaire qui s'applique. Le droit du concédant est neutre, puisque les amortissements de caducité et techniques s'annulent. »



Les évolutions constatées par l'Autorité concédante concernant les méthodes d'amortissement du Concessionnaire lors des précédents exercices

Le Concessionnaire améliore la lecture des amortissements depuis deux exercices.

- ⇒ Lors de la mission de contrôle 2020, les natures de biens ont été mises en cohérence avec leurs différentes typologies. Plusieurs erreurs sur les durées d'amortissements ont été corrigées et le montant du cumul des amortissements de caducité est maintenant identifié dans une colonne dédiée.
- ⇒ Lors de la mission de contrôle 2021, le Concessionnaire après avoir identifié les remises gratuites indique maintenant pratiquer un amortissement de dépréciation pour ce type de biens financés par les tiers. Les inventaires identifient donc, dans deux colonnes dédiées, le montant de la dotation annuelle de dépréciation et le montant des amortissements cumulés.



L'Autorité concédante souligne à nouveau (remarque récurrente) que les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire sont à parfaire :

- ⇒ Pour ce qui concerne les **amortissements de caducité des biens renouvelables**, le Concédant demande que le Concessionnaire modifie sa pratique tendant à calculer les dotations aux amortissements de caducité de la date de mise en service des ouvrages à la date de fin de contrat. La lecture des tableaux qui précèdent (p° 65) met immédiatement en évidence cette anomalie : les amortissements de caducité des Concessions 2005 et 2007 **sont inférieurs** aux amortissements techniques. Or, eu égard à la nature de l'amortissement de caducité qui constitue un mécanisme d'accélération de l'amortissement, cela ne devrait pas être possible. **On peut donc conclure que les chiffres relatifs à l'amortissement de caducité sont dénués de significativité.**
- ⇒ Les **dotations aux amortissements des remises gratuites ayant été constituées** pour l'avenir (méthode dite prospective), sans tenir compte du fait que des dotations auraient dû être calculées dès la mise en service des ouvrages, la valeur nette des ouvrages concernés est donc surévaluée.
- ⇒ Pour les **biens propres et de reprise**, le Concédant demande que la charge d'amortissement soit inscrite au compte d'exploitation.



Des tests sur les dotations aux amortissements techniques de la Concession 2005 :

- ont été réalisés sur les biens de retour et ont révélé des écarts non significatifs,
- ont été réalisés sur les biens de reprise et ont révélé des écarts non significatifs.



A contrario, pour ce qui concerne les dotations aux amortissements de caducité, les tests ont mis en évidence une sous-estimation des amortissements de caducité. Cette sous-estimation est liée aux calculs des dotations sur une durée de caducité supérieure à la durée de vie comptable du bien (cf. ci-avant).

Pour ce qui concerne la valeur nette des ouvrages, elle s'établit pour l'ensemble des concessions à 2 222 k€.

À la maille de chaque Concession, les valeurs nettes des ouvrages se répartissent comme suit :

- Pour la Concession 2005, 1 119 k€,
- Pour la Concession 2007, 1 042 k€,
- Pour la Concession 2012, 149 k€.

Il est à noter qu'il s'agit **de données recalculées pour partie, par l'Autorité concédante**. En effet, dans les inventaires transmis par le Concessionnaire :



- les valeurs des amortissements des biens remis gratuitement **ne sont pas déduites** des valeurs brutes des biens de retour, ce qui constitue une anomalie à corriger.
- les valeurs nettes des ouvrages propres **ne sont pas calculées**, ce qui constitue, là encore une anomalie à corriger.

L'Autorité concédante a donc recalculé les valeurs nettes de ces ouvrages en intégrant les amortissements précédemment constitués.



Enfin, il est à noter que l'inventaire 2022, fait apparaître **l'existence de cumuls d'amortissement de caducité sur les biens de reprise** (Concession 2005, 261 k€ ; Concession 2007, 236 k€, Concession 2012, 27 k€) : ce fait qui semble être une erreur matérielle du Concessionnaire et **n'a pas été corrigé par l'Autorité concédante**.

Au terme de la mission de contrôle, **le caractère significatif de la valeur nette des ouvrages semble donc limité** en l'état, compte tenu des remarques ci-dessus.



Synthèse des éléments limitant la significativité de la valeur nette des ouvrages inscrite à l'inventaire

1. Pour les biens renouvelables avant le terme du contrat, les dotations d'amortissement de caducité sont calculées de la date de mise en service de l'ouvrage jusqu'au terme du contrat,
2. l'inventaire 2022, fait apparaître l'existence de cumuls d'amortissement de caducité sur les biens de reprise,
3. les cumuls des amortissements des ouvrages remis gratuitement sont sous-évalués,
4. les valeurs des amortissements des biens remis gratuitement ne sont pas déduites des valeurs brutes de ces ouvrages,
5. les valeurs nettes des ouvrages propres ne sont pas calculées.

Le caractère significatif des charges calculées dans les comptes d'exploitation est donc limité au vu des deux premiers points évoqués ci-dessus. Par ailleurs, l'absence de charges d'amortissement pour les biens propres et de reprise inscrites aux comptes d'exploitation limite encore plus ce caractère.

6. Le financement du renouvellement des ouvrages

Les cahiers des charges ne comportent aucune obligation contractuelle de constituer une provision pour renouvellement. La seule obligation consiste à rendre le patrimoine en état normal de service à l'échéance de la concession. Il est probable qu'à court terme, les besoins de renouvellement restent limités.

À moyen terme, il conviendra de demander au concessionnaire d'évaluer ces charges futures de renouvellement et de les formaliser au travers d'un plan de renouvellement. En fonction de leur significativité, ces charges pourraient utilement faire l'objet d'un étalement par le biais de la provision pour renouvellement.

En effet, la provision pour renouvellement permet de lisser la charge de renouvellement sur plusieurs exercices. En tout état de cause, il est prévu dans les cahiers des charges que « **trois ans avant le terme du présent contrat, les parties se rapprocheront afin d'établir un état des lieux et un état descriptif des travaux d'entretien ou de renouvellement restant à réaliser par le concessionnaire selon un échéancier et en tout état de cause, avant le terme du contrat** ».

En synthèse, les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire permettent la récupération du financement initial sous réserve que les anomalies constatées concernant les insuffisances d'amortissement soient corrigées, mais ne permettent pas de préfinancer le renouvellement du bien remplaçant. Il est donc légitime que le concédant s'interroge sur la capacité du concessionnaire à faire face aux besoins de financement engendrés par les renouvellements des biens lorsque ceux surviendront.

Les conventions de Concession	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Durée	30 ans	30 ans	30 ans
Date à partir de laquelle les états des lieux doivent être établis	20/09/2032	26/10/2034	19/01/2039
Terme des conventions	22/09/2035	26/10/2037	19/01/2042

7. Les droits du Concédant en k€

Droits du concédant	2019	2020	2021	2022
Concession 2005	-41	120	107	104
Concession 2007	-34	27	22	22
Concession 2012	0	3	3	4

L'article 942-22 du Plan Comptable Général précise les obligations du Concessionnaire pour la tenue d'un compte 229 « Droits du Concédant » :

« Les immobilisations incorporelles ou corporelles mises en Concession par le Concédant ou par le Concessionnaire sont inscrites au compte 22 ; les immobilisations corporelles sont ventilées dans les mêmes conditions que celles inscrites au compte 21.

Le compte 229 "Droits du Concédant" enregistre la contrepartie de la valeur des biens mis gratuitement dans la Concession par le Concédant ».

Pour l'exercice 2022, les données relatives aux droits du concédant sont celles qui figurent dans le tableau ci-dessus. Pour déterminer la valeur des droits du Concédant, le Concessionnaire additionne :

- les remises gratuites diminuées de leurs amortissements,
- et le cumul des amortissements de caducité,

Puis, il retranche du montant ainsi obtenu, le cumul des amortissements techniques.

Le Concessionnaire calculant pour les biens renouvelables de retour des dotations aux amortissements de caducité sur des durées plus longues que la durée de vie du bien (voir ci-avant), cette pratique a pour effet qu'un droit du concédant débiteur peut apparaître pour ces ouvrages.



Dans l'attente de corrections apportées par le Concessionnaire sur ce point, les données relatives aux droits du Concédant telles qu'elles sont reprises ci-dessus ne peuvent pas être considérées comme significatives.

8. Les comptes d'exploitation – Concession 2005

Compte d'exploitation synthétique :

Compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022	Evolution N/N-1-%	Evolution N/N-1-k€
	Recettes en k€					
Vente d'énergie et abonnements	300	267	329	344	5%	15
Recettes pour interventions et services	2	3	2	1	-34%	-1
Total des recettes (Chiffre d'affaires)	302	269	331	346	4%	14
Dépenses en k€				Evolution N/N-1-%	Evolution N/N-1-k€	
Charges de l'exploitation	18	20	16			18
Dotations aux amortissements	82	83	83	82	-1%	-1
Reprises exceptionnelles d'amortissements	0	0	-57	0		
Frais de structure	22	26	25	31	26%	6
Achat de gaz	182	134	211	160	-24%	-50
Impôts et redevances	9	9	10	10		
Total des dépenses	311	271	288	302	5%	14
Résultat	-9	-1	43	44	2%	1

Compte d'exploitation détaillé :

Compte d'exploitation détaillé	2018	2019	2020	2021	2022
Vente d'énergie	272	250	215	276	290
Abonnements	47	50	51	53	55
Autres prestations	1	2	3	2	1
Total Produits (chiffre d'affaires)	320	302	269	331	346
Achat gaz	164	146	118	172	162
Variation stock gaz	11	16	-3	15	-18
Marge brute	146	141	154	144	202
Taux de marge	46%	47%	58%	44%	59%
Distribution	21	20	19	24	17
Entretien installations	19	18	20	16	18
Recherche et dvpt études	0	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncières	0	0	0	0	0
Redevance concession	7	8	8	8	8
Redevance d'utilisation du domaine public	1	1	1	2	2
Marge sur coûts direct décaissés	97	94	107	94	158
Amortissements	85	82	83	83	82
Dotation exceptionnelle	0	0	0	0	0
Reprise exceptionnelle	-2	-1	0	-57	0
Frais de structure siège	12	9	13	13	20
Frais de structure agence	17	13	12	12	11
Résultat	-14	-9	-1	43	44
Capacité d'autofinancement	68	72	81	69	126



À retenir

Marge sur « vente de gaz » : vente de gaz – Achat de gaz + variation de stock
Marge brute : vente de gaz et abonnements – Achat de gaz et variation de stock
Taux de marge : Marge brute/produits hors autres prestations
Marge sur coûts décaissés : Marge brute – charges décaissées
Capacité d'autofinancement : Marge sur coûts décaissés – frais de structure.

La Concession 2005 enregistre une **progression du chiffre d'affaires d'un peu moins de 5 %**, liée à un effet prix, les volumes consommés ayant diminué de plus de 19 % (cf. Partie I 3 – Évolution des tarifs de fourniture du gaz propane b) et le nombre de clients ayant baissé de 2,2 %.

Dans le même temps, on note une **progression des charges de 5 %**. Cette progression s'explique par la reprise exceptionnelle d'amortissement comptabilisée en 2021 qui a artificiellement diminué le montant des charges de l'exercice précédent.

Le résultat d'exploitation de la Concession 2005 est bénéficiaire de 44 k€ en 2022, en très légère progression par rapport à l'exercice précédent (un peu plus de 2 %). **Cette relative stagnation cache en réalité plusieurs effets concurrents :**

- une forte hausse du taux de marge — qui passe de 43,5 % à 58,7 % — grâce à la maîtrise des coûts d'approvisionnement, dans un contexte de hausse d'un peu moins de 5 % des recettes de vente de gaz,
- une baisse des charges de distribution (coût d'acheminement du gaz) qui reviennent à un niveau proche de celui de 2020 après une hausse de 28 % en 2021,
- une forte hausse des charges de structure (coût du siège) imputées à la concession : +50 % en 2022,
- l'effet non récurrent d'un produit exceptionnel de 56,9 k€ en 2021 lié à la reprise d'amortissements de caducité indument constatés en 2017 et 2018.



La pertinence de ce résultat est fragile compte tenu :

- des erreurs avérées d'inscription des variations des stocks de gaz en 2020 et 2021 (imputation à l'envers).
- de la correction du cumul d'amortissement de caducité sur l'exercice 2021.
- de l'absence de comptabilisation des dotations aux amortissements pour les biens de reprise et les biens propres,

En l'absence d'erreurs sur la variation de stock 2021 et en neutralisant la reprise de provision sur ce même exercice :

- le taux de marge 2021 se serait établi à 53 %, en 2022, il ne progresse donc plus que de 6 points.
- le résultat 2021 aurait été de 16,3 k€, dès lors le résultat 2022 constitue une forte progression par rapport à l'exercice précédent, soit +269 %.



L'Autorité concédante sollicite la production des comptes d'exploitation proforma (corrigés) des exercices concernés (2020/2021).

9. Les comptes d'exploitation – Concession 2007

Compte d'exploitation synthétique :

Compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022	Évolution N/N-1-%	Évolution N/N-1-k€
	Recettes en k€					
Vente d'énergie et abonnements	609	452	411	474	15%	63
Recettes pour interventions et services	1	1	1	2	63%	1
Total des recettes (Chiffre d'affaires)	610	452	412	475	15%	64
Dépenses en k€						
Charges de l'exploitation	9	10	8	9	18%	1
Dotations aux amortissements	63	68	69	66	-4%	3
Reprises exceptionnelles d'amortissements	0	0	-72	0		
Frais de structure	31	31	26	37	43%	11
Achat de gaz	415	394	585	447	-24%	-138
Impôts et redevances	10	10	11	11	7%	1
Total des dépenses	526	513	625	570	-9%	-55
Résultat	84	-61	-214	-95	-56%	119

Compte d'exploitation détaillé :

Compte d'exploitation détaillé	2018	2019	2020	2021	2022
Vente d'énergie	610	573	413	369	433
Abonnement	35	37	38	41	41
Autres prestations	1	1	1	1	2
Total Produits	646	610	452	412	475
Achat gaz	424	364	323	417	403
Variation stock gaz	13	14	34	124	2
Marge brute	208	232	96	-129	71
Taux de marge	32%	38%	21%	-31%	15%
Distribution	39	37	38	44	43
Entretien installation gp gplc	9	9	10	8	9
Recherche et dvpt études	0	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncières	0	0	0	0	0
Redevance concession dsp	9	10	10	10	11
Redevance d'utilisation du domaine public	0	1	0	0	1
Marge sur coûts direct décaissés	150	175	38	-192	8
Amortissements	68	63	68	69	66
Dotation Exceptionnelle	0	0	0	0	0
Reprise Exceptionnelle	0	-4	0	-72	0
Frais de structure siège	24	21	22	16	28
Frais de structure agence	13	10	9	9	9
Résultat	45	84	-61	-214	-95
Capacité d'autofinancement	113	144	7	-217	-29

La Concession 2007 enregistre **une progression de 15 % de son chiffre d'affaires par rapport à 2021**.

Ce mouvement est lié :

- à l'enregistrement en 2022 des consommations de plusieurs usagers qui n'avaient pas été comptabilisées lors de l'exercice précédent, à la suite d'une absence de relève. Cette régularisation portant sur un volume conséquent (plus de 1,9 GWh) impacte significativement le chiffre d'affaires.
- L'augmentation des tarifs de fourniture qui ont évolué à la hausse de 10 % pour toutes les tranches tarifaires, lors de chaque actualisation tarifaire.

Dans le même temps, on note **une baisse des charges de 9 % par rapport à l'exercice précédent**. Cette baisse s'explique par :

- D'une part la reprise exceptionnelle d'amortissement comptabilisée en 2021 qui a artificiellement diminué le montant des charges de l'exercice précédent (-72 k€),
- D'autre part, la baisse du montant des achats de gaz. (-26 %).

La concession 2007 affiche un résultat qui reste significativement déficitaire à hauteur d'un peu moins de 95 k€, ce qui semble en première lecture constituer une amélioration par rapport à l'exercice précédent.

La pertinence de ce résultat est fragile compte tenu :

- des erreurs avérées d'inscription des variations des stocks de gaz en 2020 et 2021 (imputation à l'envers).
- de la correction du cumul d'amortissement de caducité sur l'exercice 2021.
- de l'absence de comptabilisation des dotations aux amortissements pour les biens de reprise et les biens propres.

Si on retraits l'erreur du sens de variation des stocks de gaz et que l'on neutralise la reprise d'amortissement de l'exercice précédent, le résultat de 2021 aurait été de -39 k€. Dès lors, le résultat de l'exercice apparaît en retrait (-95 k€) par rapport à 2021.



L'Autorité concédante sollicite la production des comptes d'exploitation proforma (corrigés) des exercices concernés (2020/2021).

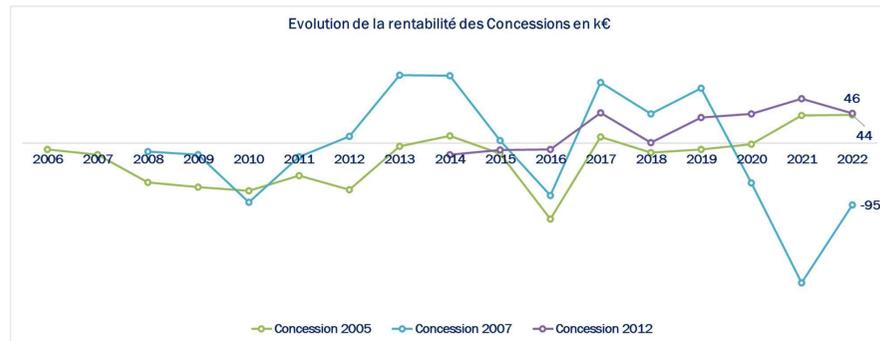
10. Les comptes d'exploitation – Concession 2012

Compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022	Évolution N/N-1-%	Évolution N/N-1-k€
	Recettes en k€					
Vente d'énergie et abonnements	101	108	125	115	-8%	-10
Recettes pour interventions et services	0,1	0	0,2	0,2		
Total des recettes (Chiffre d'affaires)	101	108	125	115	-8%	-10
	Dépenses en k€				Évolution N/N-1-%	Évolution N/N-1-k€
Charges de l'exploitation	2	2	1,7	1,7		
Dotations aux amortissements	6	8	7,2	7	-3%	-0,2
Frais de structure	1	6	5,4	7	29%	1,6
Achat de gaz	52	47	42	53	26%	10,8
Impôts et redevances	0	0	0	0		
Total des dépenses	62	63	57	69	21%	12
Résultat	40	45	68	46	-32%	-22

Compte d'exploitation détaillé	2018	2019	2020	2021	2022
Vente d'énergie	77	99	106	123	113
Abonnement	2	2	2	2	2
Autres prestations	0	0	0	0	0
Total Produits	79	101	108	125	115
Achat gaz	50	44	41	40	59
Variation stock gaz	6	0	-1	-5	-12
Marge brute	23	57	68	91	69
Taux de marge	29%	56%	63%	72%	60%
Distribution	7	7	7	8	7
Entretien installation gp gplc	1	2	2	2	1
Recherche et dvpt études	0	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncières	0	0	0	0	0
Redevance concession dsp	0	0	0	0	0
Redevance d'utilisation du domaine public	0	0	0	0	0
Marge sur coûts direct décaissés	15	47	59	81	60
Amortissements	11	6	8	7	7
Dotation Exceptionnelle	0	0	0	0	0
Reprise Exceptionnelle	0	0	0	0	0
Frais de structure siège	2	1	5	5	7
Frais de structure agence	1	1	0	0	0
Résultat	2	40	45	68	46
Capacité d'autofinancement	12	46	53	75	53

La Concession 2012 affiche un résultat positif depuis 4 ans. Ce résultat excédentaire est néanmoins en recul par rapport à l'exercice précédent de 18 k€. Si on procède aux retraitements des erreurs relatives à l'inscription des stocks de gaz, ce résultat est toujours en recul, mais dans une moindre mesure (12 k€).

11. Conclusions relatives à la rentabilité des Concessions



 Du fait des corrections évoquées ci-dessus et des anomalies relevées, les résultats de ce graphique sont présentés sous toute réserve et sont à analyser avec beaucoup de prudence.

12. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

POINTS FORTS :

- ✔ Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre des comptes-rendus d'activité sont globalement satisfaites.
- ✔ Les tests de traçabilité relatifs aux mises en service sont satisfaisants.
- ✔ Les tests sur les dotations aux amortissements techniques sur les biens de retour et les biens de reprise sont satisfaisants.

POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- ⚠ L'évolution de la valeur brute des ouvrages de l'ensemble des concessions est l'une des moins importantes constatées la mise en service des réseaux.
- ⚠ Les comptes d'exploitation proforma des exercices 2020 et 2021 doivent être fournis à l'Autorité concédante.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :

- ✘ Les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire sont à parfaire.
- ✘ La valeur nette des ouvrages doit être corrigée afin d'intégrer les amortissements des biens remis gratuitement et la valeur nette des ouvrages propres doit être calculée.
- ✘ Le calcul des droits du concédant doit être corrigé.
- ✘ La significativité des résultats des comptes d'exploitation doit s'améliorer.

VI. Annexe n° 1 : Les coefficients de conversion

Pour ce qui concerne la Concession 2005 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m ³ – kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
COLOMBY/ANGUERNY Commune déléguée d'Anguerny	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ANISY	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
LAIZE-CLINCHAMPS Communes déléguées de Clinchamps sur Orne et de Laize la ville	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ST MARTIN DES BESACES	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
TRÉVIÈRES	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47

Pour ce qui concerne la Concession 2007 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m ³ – kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
BASLY	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ORBEC	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
THUE ET MUE Commune déléguée de Cheux	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
LA VESPIERE-FRIARDEL Commune déléguée de la Vespière	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47

- La période « été » débute le 1er avril (inclus) de chaque année et se termine le 30 septembre (inclus).
- La période « Hiver » débute le 1er octobre (inclus) et se termine le 31 mars (inclus).

Lorsque la facture d'un usager correspond à une période de consommation qui s'étale consécutivement sur une période d'été et d'hiver ou inversement, le Concessionnaire calcule le montant dû par l'usager en utilisant le coefficient de conversion de la période été et hiver ou inversement, en fonction d'un nombre de jours écoulés pour chacune des périodes.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m ³ – kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
Saint Martin de Bienfaite la Cressonnaire	37	1013	11,7	2,9	27,16	28,02
	300	1013	11,7	2,9	27,16	28,02
	1000(CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
Période hiver : octobre à mars						
Période été : avril à septembre						

VII. Annexe n° 2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune

Par nature d'ouvrages :

Concession 2005	Colomby-Angerny		Laize-Clinchamps		Soulevre-en-Bocage	Trévières	Somme
	En k€	Anguerny	Anisy	Clinchamps sur Orne	Laize la Ville		
Réseau	255	283	439	220	221	698	2 116
Stockages	10	19	78	25	14	119	266
Biens propres	8	19	11	11	7	7	63
Somme	274	322	528	256	242	824	2 445

Concession 2007	La Vespière-Friardel		Thue et Mue		Basly	Somme
	En k€	La Vespière	Orbec	Cheux		
Réseau	441	1 048	198			1 687
Stockages	237	0	15			252
Biens propres	66	0	8			73
Somme	744	1 048	221			2 013

Concession 2012		Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière
En k€		
Réseau		189
Stockages		29
Biens propres		27
Somme		245

VIII. Annexe n° 3 : Ensemble des valeurs comptables par commune intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune

Concession 2005					
Ensemble des ouvrages					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Colomby-Angerny (Anguerny)	273 610	154 615	141 682	118 996	-4 658
Anisy	354 142	176 321	159 990	173 742	30 253
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	567 499	327 589	307 475	235 020	25 184
Clinchamps sur Orne (Laize la Ville)	309 837	167 044	146 107	136 034	37 090
Soulevre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	241 657	125 100	120 522	116 557	2 551
Trévières	873 370	529 058	491 828	338 175	13 740
Somme en €	2 620 115	1 479 727	1 367 604	1 118 522	104 161
Somme en k€	2 620	1 480	1 368	1 119	104

Concession 2007					
Ensemble des ouvrages					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Basly					
La Vespière-Friardel (La Vespière)	744 308	526 025	443 640	218 283	-19 641
Orbec	1 100 409	469 178	453 535	625 383	31 143
Thue et Mue (Cheux)	235 807	113 298	101 919	120 880	8 693
Somme en €	2 080 524	1 108 501	999 094	964 545	20 195
Somme en k€	2 081	1 109	999	965	20

Concession 2012					
Valeurs comptables biens financés par PRIMAGAZ incluant les biens de reprise et les biens propres sans les remises gratuites					
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Somme en €	244 536	105 118	84 747	139 417	3 807
Somme en k€	245	105	85	139	4

/75



**CONVENTION RELATIVE AU RATTACHEMENT D'OUVRAGES
D'UN RENFORCEMENT DE RESEAU
FAVORISANT L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE
ENTRE
LE SDEC ENERGIE (AUTORITE CONCEDANTE) ET GRDF**

Entre les soussignés :

Le **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE)**, représenté par Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente, dûment habilitée à cet effet par délibération du Comité syndical en date du 20 juin 2024 et transmise préalablement en préfecture le 25 juin 2024 accompagnée des pièces du projet de convention,

Désigné ci-après : « **SDEC ENERGIE** » ou « **Autorité concédante** »,

Et

GRDF, société anonyme au capital de 1 800 745 000 d'Euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511 et dont le siège social est situé 6 rue Condorcet à Paris (9^{ème}), représentée par Monsieur Vincent CHEVALLIER, délégué concessions Nord-Ouest, dûment habilité

Désigné ci-après : « **GRDF** » ou le « **Concessionnaire** »,

Ci-après dénommées individuellement « **la Partie** » ou collectivement « **les Parties** ».

Préambule

Pour accroître les capacités d'accueil du réseau de gaz et ainsi permettre l'injection du biométhane, des travaux de construction d'ouvrages de renforcement doivent être entrepris entre les communes desservies en gaz de **TINCHEBRAY (61) et VIRE-NORMANDIE (14)** en passant par les communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND** et **TRUTTEMER-LE-PETIT**.

Ces communes qui ne disposent pas d'un service public de distribution de gaz sur leur territoire, ont confié leur compétence d'autorité organisatrice de la distribution de gaz au **SDEC ENERGIE**.

En l'absence d'un service public de distribution de gaz sur les communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND** (code INSEE : 14717) et **TRUTTEMER-LE-PETIT** (code INSEE : 14718), les Parties entendent rattacher les ouvrages de raccordement réalisés sur ces communes au réseau de distribution situé sur la commune de **VIRE-NORMANDIE (commune déléguée de VAUDRY, Code INSEE 14730)**.

Les Parties conviennent d'inclure les ouvrages de raccordement et de maillage ainsi construits dans le champ de la Concession de distribution, en application des dispositions suivantes :

- l'article L. 111-97 du Code de l'énergie prévoit qu' « *un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires, est garanti par les opérateurs qui les exploitent aux clients, aux producteurs de biogaz ainsi qu'aux fournisseurs et à leurs mandataires, dans des conditions définies par contrat.* »
- l'article L. 453-10 du Code de l'énergie précise qu' « *un réseau public de distribution de gaz naturel peut comprendre une canalisation de distribution de gaz située hors de la zone de desserte du gestionnaire de ce réseau public sous réserve de l'accord entre l'autorité organisatrice de ce réseau et les communes sur le territoire desquelles la canalisation est implantée ou, le cas échéant, leurs établissements publics de coopération intercommunale ou syndicats mixtes lorsque la compétence afférente à la distribution publique de gaz leur a été transférée. Ces dispositions sont applicables à une canalisation nécessaire pour permettre le raccordement à un réseau public de distribution de gaz naturel d'une installation de production de biogaz implantée en dehors de la zone de desserte du gestionnaire de ce réseau* »
- l'article L. 432-8 8° du Code de l'énergie disposent que les gestionnaires des réseaux de distribution sont chargés « (...) *de favoriser l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau* »
- l'article L. 453-9 du Code de l'énergie dispose que « *lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit [...]* »
- les stipulations de l'article 3 du cahier des charges attaché à la convention de concession de distribution permettent que des accords locaux interviennent à la marge entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire, dans le cas où l'intérêt général justifierait l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de concession, et ce sans remettre en cause le périmètre de la concession sur le territoire de la commune de **VIRE-NORMANDIE**.
- Par ailleurs, le projet d'injection de biométhane répond aux objectifs de la transition énergétique et revêt en conséquence un caractère d'intérêt général, justifiant sur un plan économique et environnemental la réalisation du projet.

Les Parties se sont par conséquent rapprochées afin de formaliser leur accord concernant l'implantation et le statut des ouvrages nécessaires au développement de l'injection de gaz renouvelable dans le réseau public de distribution.

Ceci étant exposé, il a été convenu ce qui suit :

Article 1 - Objet

Par la présente convention (ci-après désignée « **la Convention** »), les Parties définissent les conditions dans lesquelles les ouvrages définis à l'article 2 sont réalisés et exploités sur le territoire des communes

de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT** pour permettre le raccordement au réseau public de distribution de gaz de l'Installation de production.

La Convention n'octroie pas à **GRDF** la qualité de concessionnaire de la distribution publique de gaz des communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**, et ne lui permet pas de desservir des clients consommateurs situés sur ces communes ni d'implanter sur celles-ci des ouvrages autres que ceux définis à l'article 2 de la Convention.

Article 2 - Description des Ouvrages

Les ouvrages de renforcement, objets de la Convention (ci-après « **les Ouvrages** ») sont décrits ci-après :

- MPC pression 4 bars en PE (polyéthylène) de Diamètre 125
- Longueur :
 - **TRUTTEMER-LE-GRAND** (code INSEE : 14717) : 4 060 mètres
 - **TRUTTEMER-LE-PETIT** (code INSEE : 14718) : 960 mètres

Le tracé indicatif des travaux figure en annexe à la Convention.

Le plan définitif et les longueurs réelles seront ceux arrêtés après réalisation des Ouvrages.

Toute modification significative de ce tracé donne lieu à la signature par les Parties d'une nouvelle Convention. Une modification significative du tracé est une modification impliquant un déplacement important des Ouvrages décrits ci-dessus.

Il est rappelé que la présente Convention ne dispense pas du respect des conditions d'intervention sur le domaine public routier au sens des dispositions du Code de la voirie routière, et que **GRDF** devra donc, avant toute réalisation des travaux, déposer une demande d'accord technique auprès des services compétents.

Article 3 – Accord des Parties, statut des Ouvrages et choix de la Concession de distribution

En application de l'article L. 453-10 du Code de l'énergie et en qualité d'autorité organisatrice de la distribution publique de gaz sur le territoire, des communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**, le **SDEC ENERGIE** consent à la construction des Ouvrages sur leur territoire respectif aux conditions définies ci-après.

En tant qu'Autorité concédante, le **SDEC ENERGIE** consent à l'établissement d'ouvrages relevant de la Concession de distribution au-delà du périmètre géographique de ce contrat.

Les Parties conviennent par conséquent que les Ouvrages visés à l'article 2 de la Convention sont intégrés dans le patrimoine concédé de la Concession de distribution et sont inscrits dans l'inventaire tenu par **GRDF** au titre de cette Concession de distribution.

Article 4 – Réalisation et exploitation des Ouvrages

Les Ouvrages sont conçus, construits et exploités par **GRDF**, en sa qualité de concessionnaire de la distribution publique de gaz au titre de la Concession de distribution à laquelle ces Ouvrages sont intégrés.

Sous réserve de l'alinéa suivant, **GRDF** assure l'ensemble des obligations attachées à sa qualité d'exploitant de réseau, notamment celles découlant des dispositions des articles L. 554-1 et R. 554-1 et suivants du Code de l'environnement. Elle renseigne en conséquence le Guichet Unique et répond aux Déclarations de Travaux (DT) et Déclaration d'Intention de Commencer les Travaux (DICT). **GRDF** porte à la connaissance des communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**, le numéro d'urgence sécurité gaz à contacter en cas de nécessité : 0 800 47 33 33 (service et appel gratuits).

Toutefois, les Ouvrages étant réalisés en application de l'article L. 453-10 du Code de l'énergie, ils dérogent aux stipulations du contrat de la Concession de distribution en tant qu'ils ne peuvent être

affectés par GRDF à la desserte des consommateurs situés sur le territoire des communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**.

Article 5 – Sort des Ouvrages

En cas de lancement par le **SDEC ENERGIE** d'une procédure d'attribution d'une délégation de service public portant sur la distribution publique de gaz naturel sur les communes de **TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**, les Parties se rencontreront pour préciser le sort des Ouvrages conformément au cadre juridique applicable.

Dans ce cadre, les Parties prendront notamment en considération l'intérêt que pourrait présenter l'utilisation des Ouvrages pour la desserte des consommateurs situés sur les communes **de TRUTTEMER-LE-GRAND et TRUTTEMER-LE-PETIT**.

Article 6 – Entrée en vigueur et Durée

La Convention entre en vigueur à sa date de signature par la dernière des Parties et le cas échéant après accomplissement des formalités nécessaires à la rendre exécutoire.

Elle est conclue pour la durée de l'exploitation des Ouvrages, éventuellement renouvelés.

Les Parties conviennent de se rapprocher et, le cas échéant, d'adapter par avenant les dispositions de la Convention en cas d'évolution du contexte législatif et réglementaire de nature à avoir des effets sur le raccordement de l'Installation de production et le renforcement du réseau public de distribution de gaz.

Si les Ouvrages visés à l'article 2 ne sont pas achevés au plus tard le 31 décembre 2029, la Convention sera alors résiliée de plein droit, sans ouvrir droit à indemnité au profit de l'une ou l'autre des Parties.

Article 7 - Litiges

Les Parties s'engagent à rechercher une solution amiable à tout litige les opposant concernant la Convention. A cet effet, la partie la plus diligente adresse aux autres Parties une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, énonçant l'objet du litige.

Faute de résolution amiable de ce litige dans un délai de 30 (trente) jours à compter de la lettre précitée, chaque Partie a la faculté de saisir la juridiction compétente.

Fait à Caen, le 2 juillet 2024.

En quatre exemplaires originaux,

Pour le SDEC ENERGIE

Pour GRDF

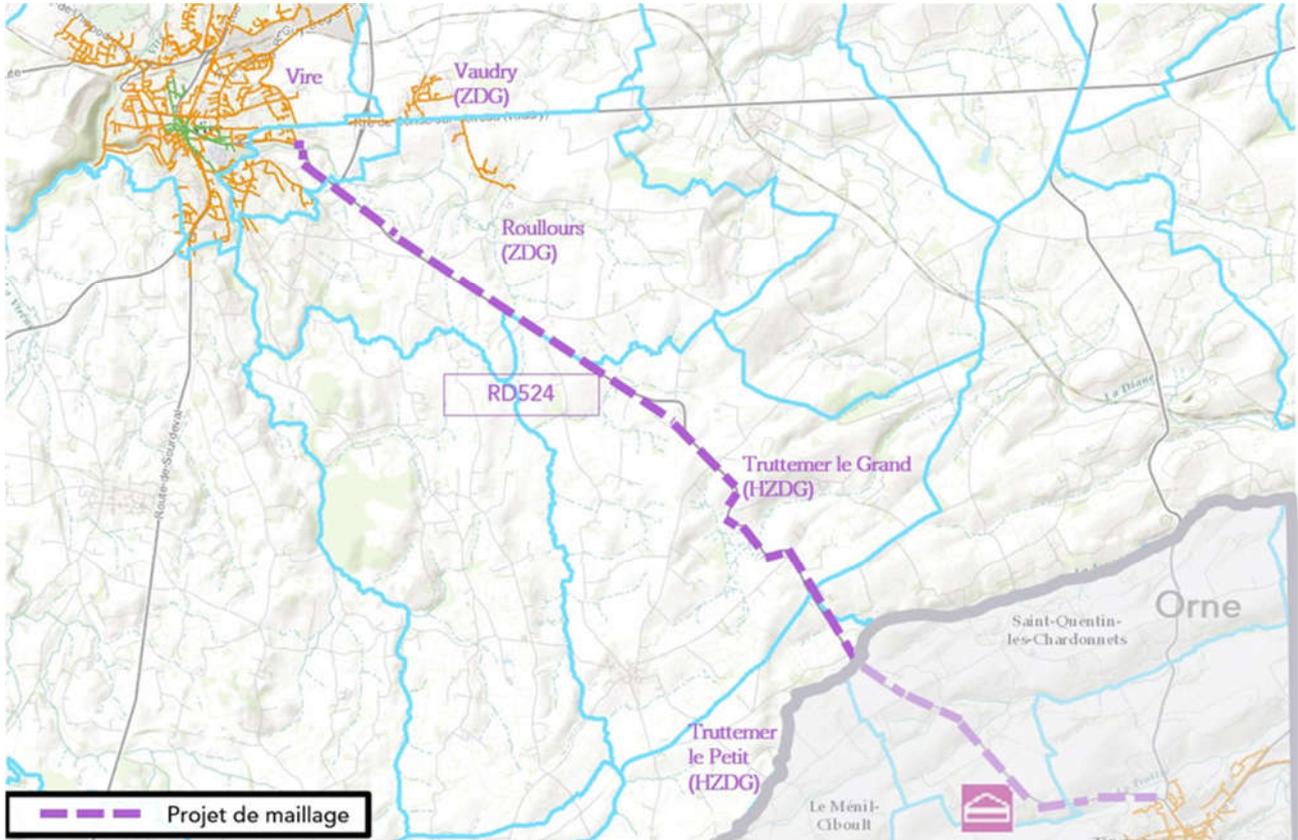
La Présidente

Le Délégué Concession Nord-Ouest

Catherine GOURNEY-LECONTE

Vincent CHEVALLIER

Tracé indicatif tel que visé à l'article 2 de la Convention :
Renforcement : RE2-2200153



TRAVAUX DE LA COMMISSION TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE


**5ème Tranche : RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE
PROGRAMME 2024**
Nombre de dossiers : 10

COMMUNE	LOCALISATION	DATE DE LA DEMANDE	PROJET	SOLUTION TECHNIQUE	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION en € HT	RENFORCEMENT en € HT
BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	09/02/2024	Alimentation d'une entreprise de terrassement	Pose de 74 ml de réseau BT souterrain	74	7 869 €	0 €
ÉPINAY-SUR-ODON	ÉPINAY-SUR-ODON	13/10/2023	Alimentation d'une parcelle avec 3 logements	Pose de 115 ml de réseau BT souterrain	115	11 149 €	0 €
GONNEVILLE-EN-AUGE	GONNEVILLE-EN-AUGE	09/02/2023	Alimentation d'une maison d'habitation	Pose de 75 ml de réseau BT souterrain	75	7 949 €	0 €
MANERBE	MANERBE	05/03/2024	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement communal de 7 lots et d'une réserve foncière communale	EXTENSION BT : Pose de 365 ml de réseau BT souterrain RENFORCEMENT : Remplacement d'un poste de transformation de type RC 160 kVA par un PSSA 250 kVA	365	42 011 €	32 676 €
NORON-L'ABBAYE	NORON-L'ABBAYE	31/01/2023	Alimentation d'un lotissement privé nommé "Les Closets" de 13 lots et une armoire EP	Pose de 270 ml de réseau BT souterrain	270	31 521 €	0 €
NOUES DE SIENNE	MESNIL-CLINCHAMPS	11/09/2023	Alimentation d'un futur pylône de télécommunications	Pose de 295 ml de réseaux BT souterrain	295	43 555 €	0 €
REVIERS	REVIERS	25/01/2023	Alimentation d'un nouveau pylône de télécommunications	Pose de 180 ml de réseau BT souterrain	180	16 349 €	0 €
SAINT-GATIEN-DES-BOIS	SAINT-GATIEN-DES-BOIS	08/02/2024	Desserte électrique intérieure d'un lotissement privé de 6 lots	Pose de 104 ml de réseau BT souterrain	104	11 187 €	0 €
SAINT-GATIEN-DES-BOIS	SAINT-GATIEN-DES-BOIS	11/05/2023	Alimentation d'un lotissement privé de 6 lots	Pose de 25 ml de réseau BT souterrain	25	3 380 €	0 €
VILLERS-CANIVET	VILLERS-CANIVET	07/02/2023	Raccordement une construction existante 12 kVA	Pose de 105 ml de réseau BT souterrain	105	10 349 €	0 €
					1 608	185 320 €	32 676 €
PRIX (en € HT) DE L'EXTENSION AU ML :					115,25 €	217 996 €	



**TRAVAUX DE LA COMMISSION ECLAIRAGE PUBLIC - SIGNALISATION
LUMINEUSE
17 mai 2024**

**PROGRAMME 2024 : TRANCHE 4
Affaires inférieures à 40 k€ HT**

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
EXTENSION / RENOUVELLEMENT (EP)	HOULGATE	HOULGATE	REPLACEMENT DU 06,007 PRISE GUIRLANDE HORS-SERVICE	220 €
	ÉPRON	ÉPRON	RENOUVELLEMENT FOYER 02-95 MIS HORS SERVICE, DEPOSE ET REMPLACE EN PROVISoire SUITE DEPANN	431 €
	LIVAROT-PAYS-D'AUGE	LIVAROT	RENOUVELLEMENT DU KIT RETROFIT 02-011	484 €
	VARAVILLE	VARAVILLE	EXTENSION D'UN FOYER	542 €
	GOUVIX	GOUVIX	RENOUVELLEMNET DU MASSIF 04-074 HORS SERVICE	594 €
	NOUES DE SIENNE	SAINT-SEVER-CALVADOS	RENOUVELLEMENT LANTERNE 07-04 VETUSTE	672 €
	TOUQUES	TOUQUES	REPLACEMENT MASSIF DU 13.036 HORS-SERVICE	705 €
	LIVAROT-PAYS-D'AUGE	LIVAROT	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 10-017 HORS-SERVICE	719 €
	OUEZY	OUEZY	REPLACEMENT LAMPADAIRE 08-013 HORS-SERVICE LAMPADAIRE FOURNI PAR LA COMMUNE	730 €
	VER-SUR-MER	VER-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 06-018 HORS SERVICE	778 €
	VIRE-NORMANDIE	VAUDRY	RENOUVELLEMENT FOYER 09-74 HOR SERVICE	859 €
	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 02-041 HORS SERVICE	888 €
	BUCEELS	BUCEELS	RENOUVELLEMENT LED EN PIED DE BORNE 01-03 HORS SERVICE	1 025 €
	TROARN	TROARN	REPRISE FOYERS 04-005 / 04-006 / 04-007 / 04-008 / 04-009 / 04-037 SUR ARMOIRE 25	1 036 €
	GRENTHEVILLE	GRENTHEVILLE	REPLACEMENT MAT 14-029 VETUSTE	1 045 €
	MAGNY-EN-BESSIN	MAGNY-EN-BESSIN	RENOUVELLEMENT DU FOYER 02-06 HORS SERVICE	1 095 €
	CASTINE-EN-PLAINE	ROQUANCOURT	DEPLACEMENT DU CANDELABRES 02.051	1 103 €
	AMFREVILLE	AMFREVILLE	REPLACEMENT FOYER 09.042 HORS-SERVICE	1 111 €
	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU MAT 01-026 - ACCIDENTE	1 182 €
	THURY-HARCOURT-LE-HOM	HAMARS	RENOUVELLEMENT MAT 01-08 HORS SERVICE	1 201 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 15-032 HORS SERVICE	1 212 €
	SAINT-DESIR	SAINT-DESIR	RENOUVELLEMENT DU FOYER 09-020 HORS-SERVICE	1 248 €
	CAUVICOURT	CAUVICOURT	RENOUVELLEMENT DU PROJECTEUR 01-050 HORS SERVICE	1 267 €
	LES MONTS D'AUNAY	AUNAY-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 02-05	1 289 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DES FOYERS	1 333 €
	CAGNY	CAGNY	REPLACEMENT MAT 12.013 HORS-SERVICE	1 392 €
	BAVENT	BAVENT	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 02-103 ACCIDENTE	1 459 €
	COLLEVILLE-MONTGOMERY	COLLEVILLE-MONTGOMERY	REPLACEMENT DU 01.045 FOYER HS	1 463 €
	NOUES DE SIENNE	SAINT-SEVER-CALVADOS	RENOUVELLEMENT FOYER 11-75 TOMBE SUITE INTEMPERIES	1 482 €
	LE MOLAY-LITTRY	LE MOLAY-LITTRY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 06-030 ACCIDENTE	1 483 €
	SAINT-CONTEST	SAINT-CONTEST	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 20-060 ACCIDENTE	1 527 €
	SAINT-CONTEST	SAINT-CONTEST	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 20-050 ACCIDENTE	1 527 €
	SOULEUVRE-EN-BOCAGE	SAINT-DENIS-MAISONCELLES	RENOUVELLEMENT BORNE 01-17 HORS SERVICE	1 597 €
OUISTREHAM	OUISTREHAM	REPLACEMENT FOYERS 52,033-034 HORS-SERVICE	1 674 €	
MONDEVILLE	MONDEVILLE	REPLACEMENT MAT + FOYER 29-056 HORS-SERVICE	1 773 €	
BRETTEVILLE-SUR-ODON	BRETTEVILLE-SUR-ODON	DEPLACEMENT DU CANDELABRE 20.040	1 812 €	
DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 16.051 et 16.057 HORS SERVICE	2 108 €	
BLANGY-LE-CHATEAU	BLANGY-LE-CHATEAU	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 02-004 ACCIDENTE	2 221 €	

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
EXTENSION / RENOUVELLEMENT (EP)	SAINT-VIGOR-LE-GRAND	SAINT-VIGOR-LE-GRAND	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 11-017 ACCIDENTE	2 414 €
	AMFREVILLE	AMFREVILLE	REPLACEMENT FOYERS 05,026 ET 12,009 HORS-SERVICE	2 487 €
	CARCAGNY	CARCAGNY	RENOUVELLEMENT CROSSE ET LANterne 02-14 MISES HORS SERVICE ET DEPOSEES EN 2023 - LYCOS 100	2 548 €
	FONTAINE-HENRY	FONTAINE-HENRY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 02-026 ACCIDENTE	2 633 €
	SOULEUVRE-EN-BOCAGE	MONT-BERTRAND	RENOUVELLEMENT PROJECTEURS 01-01 ET 02 HORS SERVICE	2 664 €
	CREULLY-SUR-SEULLES	CREULLY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 18-06 HORS SERVICE	2 968 €
	HEROUVILLE	HEROUVILLE	DEPLACEMENT MAT 01-076 / 01-077	3 063 €
	JORT	JORT	EXTENSION LUMINAIRE RUE DES PONTS	3 076 €
	BAYEUX	BAYEUX	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 10-113 VETUSTE	3 599 €
	URVILLE	URVILLE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 01-113 ACCIDENTE	3 786 €
	LES MONTS D'AUNAY	BAUQUAY	RENOUVELLEMENT PROJECTEURS 99-01/05/06 CONSTATES PERCES ET VETUSTES MAIS LAISSE EN FONCTIO	3 824 €
	BAYEUX	BAYEUX	EXTENSION ECLAIRAGE ARMOIRE 28	4 054 €
	ESQUAY-SUR-SEULLES	ESQUAY-SUR-SEULLES	RENOUVELLEMNT DU CANDELABRE 01-041 ACCIDENTE	4 253 €
	BEAUFOR-DRUVAL	BEAUFOR-DRUVAL	EXETENSION DU RESEAU ECLAIRAGE PUBLIC	4 452 €
	VILLERVILLE	VILLERVILLE	DEPLACEMENT D'UN CANDELABRE	4 758 €
	CAGNY	CAGNY	DEPLACEMENT 2 LAMPADAIRES ZA	4 834 €
	AUDRIEU	AUDRIEU	EXTENTION DE RESEAU	5 307 €
	BEUVRON-EN-AUGE	BEUVRON-EN-AUGE	EXTENSION DE CANDELABRES	6 152 €
	DIALAN SUR CHAÎNE	JURQUES	MODIFICATION DU RESEAU ET RENOUELEMENT DU CANDELABRE 01-054	6 728 €
	DIVES-SUR-MER	DIVES-SUR-MER	REPLACEMENT ER DEPLACEMENT ARMOIRE 06 VANDALISEE	6 936 €
	AMFREVILLE	AMFREVILLE	REPLACEMENT DES PROJECTEURS 04.051 à 04.057	9 064 €
	ANISY	ANISY	RENOUVELLEMENT CANDELABRES 02.027 ET 02.028 PARKING ECOLE	10 982 €
	SAINT-OMER	SAINT-OMER	RENOUVELLEMENY DE LA MISE EN LUMIRE DE L'EGLISE LIE A L'AMENAGEMENT DE SON ACCES	14 962 €
	SAINT-COME-DE-FRESNE	SAINT-COME-DE-FRESNE	MISE EN PLACE D'ECLAIRAGE PASSERELLE DU PORT ARTIFICIEL	16 835 €
	LE MOLAY-LITTRY	LE MOLAY-LITTRY	EXTENSION ECLAIRAGE ZONE ACTIVITES DES PETITS CARREAUX	19 864 €
	SOLIERS	SOLIERS	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE TERRAIN DE FOOTBALL ANNEXE	24 316 €
BAYEUX	BAYEUX	MISE EN LUMIERE MEMORIAL BRITANNIQUE - MONUMENT DU COMMONWEALTH, BD FABIAN WARE	38 053 €	
CINTHEAUX	CINTHEAUX	RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES PAR DES LEDS	41 768 €	
BOURGUEBUS	BOURGUEBUS	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DES ZA EOLE 1 et HELIOS	45 993 €	
Renouvellement plus de 30 ans (R30)	ÉTERVILLE	ÉTERVILLE	RENOUVELLEMENT SUPPORT 12-013	1 190 €
	AUTHIE	AUTHIE	RENOUVELLEMENT LAMPADAIRES PLUS DE 30 ANS TRANCHE 2024	4 178 €
	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	PROGRAMME 2023 FOYERS +30 ANS	13 775 €
	CLECY	CLECY	PROGRAMME R30 2024	16 262 €
	SAINT-ARNOULT	SAINT-ARNOULT	PROGRAMME DE RENOUELEMENT 2023 (+30 ans)	32 285 €
Signalisation lumineuse (SL)	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	CARREFOUR 31 - RENOUELEMENT SUPPORTS DE FEUX EN RAL9002	10 072 €
	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	MODIFICATION CARREFOUR 31 SUITE AMENAGEMENT VOIRIE	15 422 €
Programme Travaux	Nombre de dossiers :		Montant TTC des travaux engagés	
EP extension renouvellement	67		346 662 €	
R30 : renouvellement + 30 ans	5		67 690 €	
Signalisation lumineuse (SL)	2		25 494 €	
Total	76		439 846 €	



**CONVENTION DE DELEGATION TEMPORAIRE
DE MAITRISE D'OUVRAGE DU SDEC ENERGIE A LA
COMMUNE DE BAYEUX
AU TITRE DE TRAVAUX D'ECLAIRAGE PUBLIC DE LA
RUE DES BILLETES**

ENTRE

La commune de BAYEUX, représentée par son Maire, Monsieur Patrick GOMONT, dûment autorisé par délibération du Conseil Municipal en date du.....,

Ci-après dénommée « la collectivité »,

ET

Le SDEC ENERGIE, représenté par sa Présidente en exercice et agissant pour cette convention par délibération du Bureau Syndical en date du 12 avril 2024, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, CS 7 5046 – 14077 CAEN Cedex 5,

Ci-après dénommé « le SDEC ENERGIE »

Les deux étant ci-après dénommés « les co-signataires »

Il a été convenu ce qui suit :

PREAMBULE :

La présente convention est établie en application du Livre IV du Code de la Commande Publique, «dispositions propres aux marchés publics liés à la maîtrise d'ouvrage publique et à la maîtrise d'œuvre privée ».

ARTICLE 1^{er} – Objet de la convention

La commune a transféré à compter du 1^{er} janvier 2005 sa compétence éclairage au SDEC ENERGIE par une délibération en date du 30 juin 2004. Par voie de conséquence, le SDEC ENERGIE assure la maîtrise d'ouvrage, la maintenance et le fonctionnement des installations.

La commune souhaite engager des travaux d'effacement des réseaux de télécommunications et d'éclairage public. La commune est maître d'ouvrage principal de l'opération d'aménagement et il est souhaitable, pour une bonne coordination des travaux, qu'elle exerce également la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage.

La présente convention précise les conditions d'organisation de cette maîtrise d'ouvrage unique et en fixe le terme.

ARTICLE 2 – Désignation du maître d'ouvrage

Les co-signataires décident, pour une bonne coordination des travaux, de désigner la commune pour assurer temporairement la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage de l'opération décrite à l'article 1^{er}.

ARTICLE 3 – Assurances

Le maître d'ouvrage unique doit être titulaire d'une police d'assurance de responsabilité civile générale couvrant toutes les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile qu'elle est susceptible d'encourir vis à vis des tiers à propos de tous les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs ou non pouvant survenir tant pendant la période de construction qu'après l'achèvement des travaux.

La commune déclare qu'elle est titulaire de l'assurance mentionnée ci-dessus.

ARTICLE 4 – Consistance des travaux d'éclairage

Les travaux d'éclairage comprennent les surlargeurs de tranchées et tranchées équipées (fourreau, tresse de terre) ainsi que leur réfection, la fourniture et la pose de lampadaires, de luminaires, de bornes lumineuses expressément réputées « antivandalisme », de câbles de réseau en cuivre de sections (minimum 6²) déterminées par calculs en 4 conducteurs, sans vert-jaune, posés sous fourreaux et la mise à la terre de chacun des lampadaires par le câble cuivre nu posé en fond de fouille (liaison équipotentielle).

Le projet d'éclairage fera l'objet d'une validation préalable des services du SDEC ENERGIE au stade de l'avant-projet. A ce titre, il devra être fourni : les plans du réseau, les notes de calculs des sections des câbles, l'étude d'éclairage et les documents permettant d'apprécier la qualité technique du matériel et de la réalisation.

Le projet d'éclairage prendra particulièrement en compte les prescriptions du « Guide technique de l'éclairage à l'attention des aménageurs » édité par le SDEC ENERGIE et disponible sur le site www.sdec-energie.fr (<http://www.sdec-energie.fr/eclairage-public>) à la date de signature de la présente convention.

L'étude d'éclairage doit répondre aux prescriptions de la norme européenne EN C 13 201 mais aussi au référentiel trame noire applicable sur le département du Calvados. Les caractéristiques photométriques découlent d'un examen précis de la zone concernée par le projet.

Le futur réseau d'éclairage doit s'inscrire dans une démarche de développement durable et respecter les directives du Code de l'Environnement : Il y aura donc lieu de recourir à des luminaires performants équipés de lampes économes et efficaces.

Les luminaires équipés de diodes (leds) seront obligatoirement éligibles aux certificats d'économies d'énergie.

ARTICLE 5 – Maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre

Le SDEC ENERGIE confie à la commune la construction du réseau d'éclairage et, à ce titre, lui délègue temporairement la maîtrise d'ouvrage afin d'assurer une coordination optimale des différentes interventions.

La commune se charge de faire assurer la maîtrise d'œuvre des travaux par l'entreprise TEIM, ZI EST – Avenue de Bischwiller – BP 40011 – 14501 VIRE Cedex. La commune informera son maître d'œuvre des conditions d'études et de réalisation exposées aux articles 4, 6, et 7 de la présente convention.

5.1 – Attributions dévolues à la commune, maître d'ouvrage

Les attributions dévolues à la commune pour réaliser le réseau d'éclairage comme défini à l'article 3 sont :

- la définition des conditions administratives et techniques selon lesquelles l'opération sera étudiée et exécutée,
- l'organisation de la maîtrise d'œuvre dont la commune supporte le coût.
- l'élaboration des études d'avant-projet et du projet définitif y compris les matériels ; à ce titre, le maître d'ouvrage unique est tenu de solliciter l'accord préalable du SDEC ENERGIE,
- la préparation du choix et le choix des entrepreneurs, la signature et la gestion du contrat de travaux, la préparation et la transmission des pièces nécessaires,
- le versement de la rémunération des travaux aux entrepreneurs,
- la représentation du maître d'ouvrage initial vis à vis des tiers,
- l'exercice de ses attributions sous sa propre responsabilité,
- la pré-réception et la réception de l'ouvrage d'éclairage,
- la transmission des différents documents techniques prévus à l'article 7 au SDEC ENERGIE,

Et l'accomplissement de tous actes afférents aux attributions mentionnées ci-dessus.

5.2 – Attributions dévolues au SDEC ENERGIE

Les attributions dévolues au SDEC ENERGIE sont :

- validation de l'emprise du projet,
- validation des études préliminaire et définitive y compris des matériels,
- validation du compte rendu, mentionné à l'article 6.3, établi par la commune ou son maître d'œuvre préalablement à la réception des ouvrages,
- paiement de la participation financière conformément au plan de financement prévu à la présente convention.
- mise en service de l'installation

ARTICLE 6 – Conditions de réalisation – Pré-réception et Réception

6.1 – Déroulement des travaux

La commune et les intervenants chargés de l'exécution des travaux se conforment à la réglementation, règles et normes techniques en vigueur, aux règles de l'art définies au « Guide technique de l'éclairage à l'usage des aménageurs » édité par le SDEC ENERGIE ainsi qu'aux « prescriptions pour les travaux à proximité ou sur les ouvrages d'éclairage et de signalisation lumineuse » du SDEC ENERGIE figurant dans le Guide Technique pour notamment : les avis de travaux urgents (ATU), déclarations de travaux (DT), les déclarations d'intention de commencement des travaux (DICT), la consignation et le raccordement des ouvrages.

6.2 – Information de l'exploitant du réseau d'éclairage

Au minimum 3 mois avant la date souhaitée de mise en service de l'éclairage, le maître d'ouvrage fournit au SDEC ENERGIE le plan numérisé géo localisé du futur réseau d'éclairage pour mise à jour de sa cartographie.

6.3 – Pré-réception de l'ouvrage

Avant les opérations de réception prévues au CCAG travaux, la commune ou son maître d'oeuvre sera tenue d'obtenir l'accord préalable du SDEC ENERGIE avant de prendre la décision de réception de l'ouvrage. En conséquence, la réception de l'ouvrage sera organisée par la commune ou son maître d'oeuvre selon les modalités suivantes.

La commune ou son maître d'oeuvre organisera avec le SDEC ENERGIE une visite des ouvrages à réceptionner, à laquelle, participeront les entrepreneurs. Cette visite donnera lieu à l'établissement d'un compte rendu qui reprendra les observations formulées par le SDEC ENERGIE et qu'il entend voir régler avant que la commune ne prononce la réception des travaux.

6.4 – Réception de l'ouvrage

Dès lors que les réserves éventuelles sont levées, la commune établit la décision de réception (ou de refus) et la notifie à la (aux) entreprise(s). Copie en est notifiée au SDEC ENERGIE. La réception emportera transfert au SDEC ENERGIE de la garde des ouvrages.

ARTICLE 7 – Propriété de l'ouvrage

La commune a transféré au SDEC ENERGIE la compétence éclairage public (article 1 de la convention) Les ouvrages d'éclairage réalisés dans le cadre de la convention seront intégrés dans le patrimoine exploité et géré par le SDEC ENERGIE.

Pour cette intégration, la commune ou son maître d'oeuvre fournit au SDEC ENERGIE les documents suivants:

- le plan de récolement des canalisations et des matériels d'éclairage géo-référencés le jour de la pré-réception,
- les données de géolocalisation des matériels et réseaux,
- le rapport de vérification initiale sans observation ni réserve,
- le schéma électrique de l'armoire de commande,
- les caractéristiques des matériels (mâts et luminaires).

Après avoir constaté la levée des réserves éventuelles, le SDEC ENERGIE, valide l'intégration de cet ouvrage dans le patrimoine éclairage exploité et donne son accord pour la réception des travaux par le maître d'ouvrage unique.

Un exemplaire du procès-verbal de réception est transmis au SDEC ENERGIE.

ARTICLE 8 – Mise en service de l'ouvrage

La mise en service sera réalisée par le SDEC ENERGIE. Le délai nécessaire à ces démarches est d'environ trois semaines. Il peut être prolongé si l'armoire n'est pas sous tension au moment de la pré-réception.

ARTICLE 9 – Modalités d'attribution de la participation du SDEC ENERGIE

Il est précisé que la commune ne perçoit aucune rémunération en contrepartie de son rôle de maître d'ouvrage unique. Le coût global de l'opération est estimé à 33 806,28 € TTC.

Le montant de la participation du SDEC ENERGIE sur le coût des travaux d'éclairage est déterminé sur la base des aides financières votées par le comité syndical l'année de signature de la convention.

Le coût des travaux d'éclairage, déterminé par le maître d'œuvre de la commune, est estimé à 26 972,90 € HT, avec un taux de TVA en vigueur de 20% supporté par le SDEC ENERGIE.

Ce montant étant supérieur de 26% aux bordereaux SDEC ENERGIE, est donc retenu le montant estimé par le SDEC ENERGIE, soit 21 391,64 € HT.

Le montant de la participation du SDEC ENERGIE est ainsi déterminé sur la base suivante :

Montant estimé HT des travaux d'éclairage	21 391,64 €
Taux d'aide	20 %
Montant de l'aide sur le coût des travaux HT	4 278,33€
Montant de la TVA (taux 20 %)	4 278,33 €
Total TVA + Aide versée à la commune par le SDEC ENERGIE	8 556,66 €

Dans le cadre de la délégation de maîtrise d'ouvrage, la TVA est payée et avancée par le SDEC ENERGIE ; la commune ne récupère donc pas la TVA versée par le SDEC ENERGIE.

En fin de mission, la collectivité adressera au SDEC ENERGIE une demande de paiement accompagnée du décompte définitif de l'opération d'éclairage qui comportera le détail de toutes les dépenses réalisées par le maître d'ouvrage unique, accompagné de l'attestation du comptable public certifiant l'exactitude des facturations et des paiements et la possession de toutes ces pièces justificatives.

La transmission du décompte général définitif des travaux d'éclairage doit intervenir pendant la durée de la présente convention.

Si le montant définitif HT des travaux est supérieur au montant estimé au troisième alinéa du présent article, le montant de l'aide du SDEC ENERGIE (hors TVA) sera égal au montant déterminé initialement, soit : 4 278,33 €. Le montant de la TVA sera recalculé en fonction du coût réel des travaux d'éclairage.

Si le montant définitif HT des travaux est inférieur au montant estimé au troisième alinéa du présent article, la participation totale du SDEC ENERGIE (aide et TVA) sera recalculée sur la base du quatrième alinéa de ce nouveau montant et des aides financières votées par le comité syndical de l'année de signature de la convention.

Il n'est pas pris en compte dans la détermination du coût global ou estimé des travaux, d'éventuelles factures correspondant à une commande passée antérieurement à la date de signature de la présente convention ou postérieurement à la réception des travaux.

La participation du SDEC ENERGIE est versée en fin de mission au vu du décompte général et définitif des travaux d'éclairage et après décision d'intégration des ouvrages correspondants dans le patrimoine éclairage exploité par le SDEC ENERGIE.

Article 10 – Validité de la présente convention

La durée de la convention couvre la réalisation de l'ensemble des prestations qui y sont prévues dans la limite de trois ans à compter de sa date de prise d'effet. Elle peut être prorogée à la demande expresse d'une des parties pendant la durée de la convention, et sous réserve de l'accord de l'autre.

Cette convention prend effet le jour de sa signature par les co-signataires et prend fin par le quitus délivré par le SDEC ENERGIE à la commune.

Le quitus est délivré après exécution complète de la mission, à savoir :

- Réception des ouvrages et levée des réserves de réception,
- Remise des dossiers comportant les documents relatifs aux ouvrages,
- Etablissement du bilan général et définitif de l'opération et acceptation par les signataires.

Le SDEC ENERGIE doit notifier sa décision au maître d'ouvrage unique dans les 15 jours suivant la réception de demande de quitus. A défaut, le quitus sera réputé délivré.

Si à la date du quitus, il subsiste des litiges entre le maître d'ouvrage unique et certains de ses co-contractants au titre de l'opération, le maître d'ouvrage unique est tenu d'en informer sans délai le SDEC ENERGIE et de lui remettre tous les éléments en sa possession pour que celui-ci puisse poursuivre les procédures engagées par ses soins.

Si, par la décision d'un des co-signataires, la part « éclairage » de l'ouvrage ne fait pas l'objet d'une réception et d'une intégration, celui-ci reste sous la responsabilité de la commune. Il n'est pas intégré au patrimoine mis à la disposition du SDEC ENERGIE pour l'exercice de sa compétence. La convention et le transfert provisoire de la maîtrise d'ouvrage prennent alors fin.

ARTICLE 11 – Capacité d'ester en justice

Le maître d'ouvrage unique pourra agir en justice pour le compte des signataires de la présente convention jusqu'à la délivrance du quitus, aussi bien en tant que demandeur que défendeur.
Entre dans la mission du maître d'ouvrage unique, la levée des réserves de réception.

Toutefois, en cas de litige au titre de l'ensemble des garanties (de parfait achèvement, biennale ou décennale) toute action contentieuse reste de la seule compétence du SDEC ENERGIE.

ARTICLE 12 – Litiges

Les litiges susceptibles de naître à l'occasion de la présente convention seront portés devant le tribunal administratif de Caen.

Fait en deux exemplaires originaux

Caen, le

Pour la commune,
Le Maire,

Pour le SDEC ENERGIE
La Présidente,

Monsieur Patrick GOMONT

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE



**CONVENTION DE DELEGATION TEMPORAIRE
DE MAITRISE D'OUVRAGE AU TITRE DES TRAVAUX
D'ECLAIRAGE PUBLIC DE LA PLACE SAINT CLAIR
DE CAUMONT SUR AURE (Caumont l'Éventé)**

ENTRE

- le SDEC ENERGIE, représenté par son Président en exercice et agissant pour cette convention par délibération du Bureau Syndical du SDEC ENERGIE en date du 12 avril 2024, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, CS 7 5046- 14077 CAEN cedex 5

Ci après dénommé « le SDEC ENERGIE »

- la SHEMA, société d'économie mixte locale représentée par son Directeur Départemental M. Philippe AUSSANT habilité par décision du Conseil d'Administration en date du 24 avril 2023, domiciliée Les Rives de l'Orne, 15 avenue Pierre Mendès France, BP 53060 - 14 018 CAEN CEDEX 02

Ci après dénommé « la SHEMA »

- la commune de CAUMONT SUR AURE, représentée par son Maire, M. Christophe LE BOULANGER, dûment autorisé par délibération du Conseil Municipal en date du 14 février 2024

Ci après dénommé « la commune »

Les parties ont convenu ce qui suit :

La présente convention est établie en application du Livre IV du Code de la Commande Publique, «dispositions propres aux marchés publics liés à la maîtrise d'ouvrage publique et à la maîtrise d'œuvre privée ».

SOMMAIRE

<u>PREAMBULE</u>	page 3
ARTICLE 1 :	OBJET DE LA CONVENTION	page 3
ARTICLE 2 :	CONSISTANCE DES OUVRAGES	page 9
ARTICLE 3 :	PROPRIETE DES OUVRAGES	page 9
ARTICLE 4 :	MAITRISE D'OUVRAGE ET MAITRISE D'OEUVRE.....	page 9
ARTICLE 5 :	CONDITIONS DE REALISATION.....	page 10
ARTICLE 6 :	INTEGRATION DE L'OUVRAGE.....	page 11
ARTICLE 7 :	MISE EN SERVICE DE L'OUVRAGE.....	page 11
ARTICLE 8 :	FINANCEMENT.....	page 11
ARTICLE 9 :	DUREE DE LA CONVENTION.....	page 12
ARTICLE 10 :	CAPACITE D'ESTER EN JUSTICE.....	page 12
ARTICLE 11 :	LITIGES	page 12



PREAMBULE

La commune a décidé, l'aménagement de la place Saint Clair et de ses abords, située sur la commune déléguée de Caumont l'Éventé, pour un coût total estimé à 1 382 881,20 €. Cet aménagement est constitué pour partie, d'éclairage.

La commune a transféré à compter du 18 mai 2018 sa compétence éclairage au SDEC ENERGIE par une délibération en date du 9 avril 2018.

Par voie de conséquence, le SDEC ENERGIE assure la maîtrise d'ouvrage, la maintenance et le fonctionnement des installations.

La commune a porté son choix sur l'aménageur concessionnaire la SHEMA, pour les tâches nécessaires à la réalisation de cette opération d'aménagement dans le cadre d'une **concession d'aménagement**.

Pour ce faire, un contrat entre la commune et la SHEMA a été conclu prévoyant les conditions dans lesquelles l'aménageur réalisera ses missions, sous la direction, le contrôle et aux risques financiers de la commune.

ARTICLE 1 - Objet de la convention

Le SDEC ENERGIE exerçant la compétence éclairage public, la présente convention fixe :

- les conditions d'intervention et de financement des trois signataires
- les conditions techniques, financières et juridiques qui permettent la réalisation de l'extension du réseau d'éclairage public pour cette zone d'aménagement.

ARTICLE 2 – Assurances

Le maître d'ouvrage unique doit être titulaire d'une police d'assurance de responsabilité civile générale couvrant toutes les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile qu'elle est susceptible d'encourir vis à vis des tiers à propos de tous les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs ou non pouvant survenir tant pendant la période de construction qu'après l'achèvement des travaux.

ARTICLE 3 - Consistance des ouvrages

Les travaux d'éclairage comprennent les surlargeurs de tranchées et tranchées équipées (fourreau, tresse de terre) ainsi que leur réfection, la fourniture et la pose de lampadaires, de luminaires, de bornes lumineuses expressément réputées « antivandalisme », de câbles de réseau en cuivre de sections (minimum 6²) déterminées par calculs en 4 conducteurs, sans vert-jaune, posés sous fourreaux et la mise à la terre de chacun des lampadaires par le câble cuivre nu posé en fond de fouille (liaison équipotentielle).

Le projet d'éclairage fera l'objet d'une validation préalable des services du SDEC ENERGIE au stade de l'avant-projet. A ce titre, il devra être fourni : les plans du réseau, les notes de calculs des sections des câbles, l'étude d'éclairage et les documents permettant d'apprécier la qualité technique du matériel et de la réalisation.

Le projet d'éclairage prendra particulièrement en compte les prescriptions du « Guide technique de l'éclairage à l'attention des aménageurs » édité par le SDEC ENERGIE et disponible sur le site www.sdec-energie.fr (<http://www.sdec-energie.fr/eclairage-public>) à la date de signature de la présente convention.

Le futur réseau d'éclairage doit s'inscrire dans une démarche de développement durable et respecter les directives du Code de l'Environnement : Il y aura donc lieu de recourir à des luminaires performants équipés de lampes économes et efficaces.

Les luminaires équipés de diodes (leds) sont à privilégier et seront obligatoirement éligibles aux certificats d'économies d'énergie.



ARTICLE 4 - Propriété des ouvrages

La commune a transféré à compter du 18 mai 2018 la compétence éclairage public au SDEC ENERGIE.

En conséquence, l'extension du réseau, la mise en service des installations valant transfert dans le domaine public, est intégré au patrimoine transféré.

A ce titre, le SDEC ENERGIE en assure la responsabilité selon les conditions techniques, administratives et financières d'exercice de cette compétence, définies par son comité syndical.

ARTICLE 5 - Maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre

Le SDEC ENERGIE confie à la SHEMA la construction du réseau d'éclairage et à ce titre lui délègue temporairement la maîtrise d'ouvrage afin d'assurer une coordination optimale des différentes interventions sur le périmètre du projet.

La SHEMA se charge de faire assurer la maîtrise d'œuvre des travaux par un cabinet de son choix en respectant en particulier les conditions de réalisation exposées à l'article 6 de la présente convention.

5.1 - Attributions dévolues à la SHEMA, maître d'ouvrage

Les attributions dévolues à la SHEMA pour réaliser le réseau d'éclairage comme elle est définie à l'article 14 sont :

- la définition des conditions administratives et techniques selon lesquelles l'opération sera étudiée et exécutée,
- l'organisation de la maîtrise d'œuvre dont la SHEMA supporte le coût.
- l'élaboration des études d'avant-projet et du projet définitif y compris les matériels ; à ce titre, le maître d'ouvrage unique est tenu de solliciter l'accord préalable du SDEC ENERGIE,
- la préparation du choix et le choix des entrepreneurs, la signature et la gestion du contrat de travaux, la préparation et la transmission des pièces nécessaires,
- le versement de la rémunération des travaux aux entrepreneurs,
- la représentation du maître d'ouvrage initial vis à vis des tiers,
- l'exercice de ses attributions sous sa propre responsabilité,
- la pré-réception et la réception de l'ouvrage d'éclairage,
- la transmission des différents documents techniques prévus à l'article 7 au SDEC ENERGIE,

et l'accomplissement de tous actes afférents aux attributions mentionnées ci-dessus.

5.2 - Attributions dévolues au SDEC ENERGIE

Les attributions dévolues au SDEC ENERGIE sont :

- validation de l'emprise du projet,
- validation des études préliminaire et définitive y compris des matériels,
- validation du compte rendu, mentionné à l'article 6.2, établi par la SHEMA préalablement à la réception des ouvrages,
- paiement de la participation financière conformément au plan de financement prévu à la présente convention.
- mise en service de l'installation

ARTICLE 6 – Conditions de réalisation – Pré-réception et Réception

Le projet détaillé fera l'objet d'une validation préalable des services du SDEC ENERGIE sur l'étude. A ce titre, il devra être fourni, outre les plans du réseau, les notes de calculs et documents techniques permettant d'apprécier la qualité technique de la réalisation.



Le SDEC ENERGIE donne son accord technique pour que l'aménageur réalise les ouvrages d'éclairage public intérieur à la zone.



6.1- Déroulement des travaux

La SHEMA et les intervenants chargés de l'exécution des travaux se conforment à la réglementation, règles et normes techniques en vigueur, aux règles de l'art définies au « Guide technique de l'éclairage à l'usage des aménageurs » édité par le SDEC ENERGIE ainsi qu'aux « prescriptions pour les travaux à proximité ou sur les ouvrages d'éclairage et de signalisation lumineuse » du SDEC ENERGIE figurant dans le Guide Technique pour notamment : les avis de travaux urgents (ATU), les déclarations de travaux (DT), les déclarations d'intention de commencement des travaux (DICT), la consignation et le raccordement des ouvrages.

6.2 – Information de l'exploitant du réseau d'éclairage

Au minimum 3 mois avant la date souhaitée de mise en service de l'éclairage, le maître d'ouvrage fournit au SDEC ENERGIE le plan numérisé géo localisé du futur réseau d'éclairage pour mise à jour de sa cartographie.

6.3 – Pré-réception de l'ouvrage

Avant les opérations de réception prévues au CCAG travaux, la SHEMA sera tenue d'obtenir l'accord préalable du SDEC ENERGIE avant de prendre la décision de réception de l'ouvrage. En conséquence, la réception de l'ouvrage sera organisée la SHEMA selon les modalités suivantes.

La SHEMA organisera avec le SDEC ENERGIE une visite des ouvrages à réceptionner, à laquelle, participeront les entrepreneurs. Cette visite donnera lieu à l'établissement d'un compte rendu qui reprendra les observations formulées par le SDEC ENERGIE et qu'il entend voir régler avant que la SHEMA ne prononce la réception des travaux.

6.4 – Réception de l'ouvrage

Dès lors que les réserves éventuelles sont levées, la SHEMA établit la décision de réception (ou de refus) et la notifie à la (aux) entreprise(s). Copie en est notifiée au SDEC ENERGIE. La réception emportera transfert au SDEC ENERGIE de la garde des ouvrages.

ARTICLE 7 – Intégration de l'ouvrage

La commune a transféré au SDEC ENERGIE la compétence éclairage public (article 1 de la convention) Les ouvrages d'éclairage réalisés dans le cadre de la convention seront intégrés dans le patrimoine exploité et géré par le SDEC ENERGIE.

Les ouvrages sont intégrés dans le patrimoine exploité et géré par le SDEC ENERGIE. Pour cette intégration, la SHEMA fournit au SDEC ENERGIE :

- le plan de récolement des canalisations et des matériels d'éclairage géo-référencés le jour de la pré-réception,
- les données de géolocalisation des matériels et réseaux,
- les rapports de vérification initiale sans observation ni réserve,
- les caractéristiques des matériels (mâts et luminaires).

Après avoir constaté la levée des réserves éventuelles, le SDEC ENERGIE, valide l'intégration de cet ouvrage dans le patrimoine éclairage exploité et donne son accord pour la réception des travaux par le maître d'ouvrage unique.

Un exemplaire du procès-verbal de réception est transmis au SDEC ENERGIE



ARTICLE 8 - Financement

Le montant déterminé par le maître d'œuvre de la SHEMA, des travaux d'éclairage dont la maîtrise d'ouvrage est déléguée par la présente convention, est estimé à **93 977,10 € HT**, avec un taux de TVA en vigueur de 20% supporté par le SDEC ENERGIE.

Ce montant étant supérieur de 0,2 % aux bordereaux SDEC ENERGIE, est donc retenu le montant estimé par le SDEC ENERGIE, soit **93 827,96 € HT**.

Le montant de la participation du SDEC ENERGIE sur le coût des travaux d'éclairage est déterminé sur la base des aides financières votées par le comité syndical l'année de signature de la convention.

Le plan de financement est le suivant :

Montant estimé HT des travaux d'éclairage	93 827,96 €
Taux d'aide du SDEC ENERGIE	30 %
Montant de l'aide du SDEC ENERGIE	28 148,39 €
Montant de la TVA (taux 20 %)	18 765,59 €
Total TVA + Aide	46 913,98 €

Dans le cadre de la délégation de maîtrise d'ouvrage, la TVA est payée et avancée par le SDEC ENERGIE ; la commune ne récupère donc pas la TVA versée par le SDEC ENERGIE.

En fin de mission de chaque tranche, la SHEMA adressera au SDEC ENERGIE une demande de paiement accompagnée du décompte définitif de l'opération qui comportera le détail de toutes les dépenses et recettes réalisées accompagné de l'attestation du comptable public certifiant l'exactitude des facturations et des paiements et la possession de toutes ces pièces justificatives.

La transmission du décompte général définitif des travaux d'éclairage doit intervenir pendant la durée de la présente convention.

Sur présentation de la facture dûment acquittée, le SDEC ENERGIE sera en mesure de verser la part du financement des travaux qui lui incombe, après contrôle des services.

Si le montant définitif HT des travaux est supérieur au montant estimé, le montant de l'aide du SDEC ENERGIE (hors TVA) sera égal au montant déterminé initialement, soit : 28 148,39 €

Le montant de la TVA sera recalculé en fonction du coût réel des travaux d'éclairage.

Si le montant définitif HT des travaux est inférieur au montant estimé, la participation totale du SDEC ENERGIE (aide et TVA) sera recalculée sur la base du troisième alinéa de ce nouveau montant et des aides financières votées par le comité syndical de l'année de signature de la convention.

Il n'est pas pris en compte dans la détermination du coût global ou estimé des travaux, d'éventuelles factures correspondant à une commande passée antérieurement à la date de signature de la présente convention ou postérieurement à la réception des travaux.

En application des dispositions financières prévues dans la convention d'aménagement conclue entre la commune et la SHEMA, il est prévu que l'aménageur sera autorisé à percevoir de collectivités les participations financières correspondantes.

A ce titre, la participation du SDEC ENERGIE est versée à la SHEMA qui s'engage à intégrer cette recette dans le bilan financier de l'opération et à en apporter la preuve, si cela lui est demandé.

ARTICLE 9 – Durée de la convention

La durée de la convention couvre la réalisation de l'ensemble des prestations qui y sont prévues dans la limite de trois ans à compter de sa date de prise d'effet. Elle peut être prorogée à la demande expresse d'une des parties pendant la durée de la convention, et sous réserve de l'accord de l'autre.

Cette convention prend effet le jour de sa signature par les co-signataires et prend fin par le quitus délivré par le SDEC ENERGIE à la SHEMA.

Le quitus est délivré après exécution complète de la mission, à savoir :



- Réception des ouvrages et levée des réserves de réception,
- Remise des dossiers comportant les documents relatifs aux ouvrages,
- Etablissement du bilan général et définitif de l'opération et acceptation par les signataires.

Le SDEC ENERGIE doit notifier sa décision au maître d'ouvrage unique dans les 15 jours suivant la réception de demande de quitus. A défaut, le quitus sera réputé délivré.

Si à la date du quitus, il subsiste des litiges entre le maître d'ouvrage unique et certains de ses co-contractants au titre de l'opération, le maître d'ouvrage unique est tenu d'en informer sans délai le SDEC ENERGIE et de lui remettre tous les éléments en sa possession pour que celui-ci puisse poursuivre les procédures engagées par ses soins.

Si, par la décision d'un des co-signataires, la part « éclairage » de l'ouvrage ne fait pas l'objet d'une réception et d'une intégration, celui-ci reste sous la responsabilité de la SHÉMA.

Il n'est pas intégré au patrimoine de la commune mis à la disposition du SDEC ENERGIE pour l'exercice de sa compétence. La convention et le transfert provisoire de la maîtrise d'ouvrage prennent alors fin.

ARTICLE 10– Capacité d'ester en justice

Le maître d'ouvrage unique pourra agir en justice pour le compte des signataires de la présente convention jusqu'à la délivrance du quitus, aussi bien en tant que demandeur que défendeur.

Entre dans la mission du maître d'ouvrage unique la levée des réserves de réception.

Toutefois, en cas de litige au titre de l'ensemble des garanties (de parfait achèvement, biennale ou décennale) toute action contentieuse reste de la seule compétence du SDEC ENERGIE.

ARTICLE 11 – Litiges

Les litiges susceptibles de naître à l'occasion de la présente convention devront faire l'objet d'une recherche de solution amiable.

En cas de désaccords persistants, ceux-ci seront portés devant le tribunal administratif de Caen.

Fait à Caen, le en trois exemplaires originaux

#signature#

Pour la SHEMA,
Le Directeur Départemental,

Pour la Commune,
Le Maire,

M. Philippe AUSSANT

M. Christophe LE BOULANGER