COMITE SYNDICAL

Jeudi 20 juin 2024
14h00
SALLE NORMANDIE DE LA CCI CAEN NORMANDIE – SAINT-CONTEST

Convocation envoyée et affichée le 13 juin 2024

ORDRE DU JOUR
ET
NOTE DE SYNTHESE EXPLICATIVE

Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 28 mars 2024 ***(Annexe A p 10)***

A – Rapport de la Présidente ..... p 2
A-1. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical ..... p 2
A-2. Etat des transferts de compétences ..... p 3
A-3. Demande d'adhésion pour le transfert de la compétence « Eclairage Public » ..... p 3
A-4. Agenda ..... p 4

B– Finances ..... p 5
B-1. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours ..... p 5

C – Concessions Gaz ..... p 5
C-1. Bilan des rapports de contrôle GRDF, ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ 2023 ..... p 5
C-2. Convention de rattachement des ouvrages de renforcement de réseau ..... p 6

D – Concession Electricité ..... p 7
D-1. Contrôle 2024 de l'utilisation des aides du FACÉ ..... p 7

E – Transition Energétique ..... p 8
E-1. Point d'étape de la création des sociétés de projets EnR ..... p 8
E-2. Groupement d'achat d'énergies ..... p 9

QUESTIONS DIVERSES

Les membres du Comité Syndical souhaitant évoquer un point particulier devant l'assemblée en aviseront, préalablement, la Présidente, par mail ou courrier postal, parvenu 48 heures au moins avant la réunion.

***

Annexe A :	*Procès-Verbal du Comité Syndical du 28 mars 2024*	*p 10*
Annexe B :	*Liste des demandes de financement par fonds de concours*	*p 34*
Annexe C :	*Synthèse du rapport de contrôle 2023 (données 2022) GRDF*	*p 35*
Annexe D :	*Synthèse du rapport de contrôle 2023 (données 2022) ANTARGAZ ENERGIES*	*p 88*
Annexe E :	*Synthèse du rapport de contrôle 2023 (données 2022) PRIMAGAZ*	*p 122*
Annexe F :	*Convention de rattachement des ouvrages de renforcement*	*p 164*
Annexe G :	*Compte-rendu de l'opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ*	*p 169*

A- RAPPORT DE LA PRESIDENTE

A-1. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical

En vertu de l'article L 5211-10 du Code Général des Collectivités Territoriales, par délibération en date du 30 mars 2023, le Comité Syndical a délégué au Bureau Syndical et à la Présidente certaines de ses attributions.

La Présidente rendra compte des décisions prises depuis le Comité Syndical du 28 mars 2024, dans le cadre de ses délégations, à savoir :

Objet			
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Barbeville, Cardonville, Cordey, Douville-en-Auge, Ducy-Sainte-Marguerite, Janville et Luc-sur-Mer
		Niveau 2	Adhésion des communes de Cardonville, Cordey, Ducy-Sainte-Marguerite, Grandcamp-Maisy, Graye-sur-Mer, Janville, Luc-sur-Mer, Trouville-sur-Mer et Ver-sur-Mer
	Compétence Contribution à la Transition Energétique - Validation du financement des plans d'actions 2024 de Valdallière et de Noues-de-Sienne		
	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		
	Convention de partenariat avec Biomasse Normandie pour l'animation Plan Métha Normandie (PMN) 2024-2026		
	Convention de partenariat avec Biomasse Normandie pour l'animation de la filière bois-énergie – 2024-2026		
	Convention de partenariat avec la Chambre d'Agriculture du Calvados 2024/2026		
	Participation du SDEC ÉNERGIE à l'événement Vachement Caen		
Mobilité Durable	Aides Financières	Acquisition d'un véhicule électrique d'occasion – Communauté de communes Cœur de Nacre	
		Acquisition d'un véhicule utilitaire électrique neuf - Commune de Laize-Clinchamps	
		Acquisition de deux véhicules électriques neufs - Commune de Trouville-sur-Mer	
		Acquisition d'un cycle électrique – Trouville-sur Mer	
Marchés Publics	Assistance à maîtrise d'ouvrage préalable à la mise en place d'un système d'archivage électronique		
Ressources	Décision de défense des intérêts du SDEC ÉNERGIE dans l'instance n° 2401049-1 introduite devant le Tribunal Administratif de Caen		
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)		

A-2. Etat des transferts de compétences

Depuis le Comité Syndical du 28 mars 2024, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 19 avril et 31 mai 2024 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Mme Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	NORON-L'ABBAYE SAINT-PIERRE-DU-BU VIRE NORMANDIE (confirmation du périmètre)
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	SAINT-OUEN-DU-MESNIL-OGER MANERBE LE BREUIL-EN-BESSIN MANNEVILLE-LA-PIPARD MONTFIQUET

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des **527 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	454 communes 10 intercommunalités	49 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
123 communes 1 intercommunalité	217 communes 1 intercommunalité	27 communes 3 intercommunalités

Contribution à la Transition Energétique	Réseaux publics de chaleur et/ou de froid
6 communes	1 commune

A-3. Demande d'adhésion de la commune de Blainville-sur-Orne pour le transfert de la compétence « Eclairage Public »

La Commune de Blainville-sur-Orne a délibéré le 13 mai dernier pour adhérer au SDEC ÉNERGIE pour le transfert de sa compétence « Eclairage Public ».

Pour rappel, 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 étant sans objet, le transfert de la compétence « Eclairage public » nécessite une adhésion préalable.

Ainsi, conformément aux dispositions de l'article 5.1 des statuts du syndicat et en application du Code Général des Collectivités Territoriales, cette demande d'adhésion doit faire l'objet d'un avis favorable du Comité Syndical puis, obtenir la majorité qualifiée des membres du syndicat dans un délai de 3 mois.

Le Préfet pourra, une fois la majorité qualifiée requise obtenue (2/3 des membres représentant 1/2 de la population totale ou 1/2 des membres représentant 2/3 de la population), publier un arrêté actant définitivement cette adhésion et ce transfert de compétence.

Dans le cas d'une adhésion, l'absence de délibération d'une collectivité vaut avis favorable.

➔ ***Il appartiendra au Comité Syndical de délibérer sur cette demande d'adhésion et de transfert de compétence.***

A-4. Agenda

- **Agenda du Comité Syndical**

Dans un souci permanent de garantir l'atteinte du quorum lors des réunions du Comité Syndical, permettant la continuité des activités du syndicat et des services rendus aux usagers, les dates des Comités Syndicaux du second semestre 2024, seront rappelées en séance :

- **Jeudi 10 octobre 2024 – 14 h – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,**
- **Jeudi 12 décembre 2024 – 14 h – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.**

- **Normandie Energies Tour - NET**

La 8ème édition du Normandie Energies Tour aura lieu le samedi 21 septembre 2024.

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 80ème anniversaire du Débarquement.

Rendez-vous incontournable des adeptes de la voiture électrique, GNV et hydrogène, ce rallye permet de mettre en valeur le réseau de bornes de recharges Mobisdec, et de (re) découvrir notre département au travers de petites routes insolites, au rythme de quiz et de challenges qui donnent l'occasion aux participants de passer de bons moments de convivialité.

Les collectivités qui sont ou souhaitent s'engager dans le développement des mobilités alternatives sont invitées à s'inscrire au rallye sur le site internet du Normandie Energies Tour (https://www.normandie-energies-tour.fr/).

B - FINANCES

B-1. Financement des participations des membres aux travaux 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 prochain devra se prononcer sur les 28 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 28 mars 2024 par 23 communes, proposés en ***annexe B p 34***, 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 appartiendra au Comité Syndical de valider cette nouvelle liste de demandes.*

C – CONCESSIONS GAZ

C-1. Rapports de contrôle 2023 (données 2022) GRDF, ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ

Comme chaque année, les services du SDEC ÉNERGIE procèdent aux missions de contrôle auprès des différents concessionnaires que sont GRDF, ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ.

Les contrôles réalisés en 2023 portaient sur les données 2022 des contrats de concession suivants :

GRDF *(Annexe C p 35)*	
Périmètre de droits exclusifs de GRDF	Convention en date du 15 décembre 1997 dont le périmètre géographique recouvre les communes d'Amfreville, Argences, Authie, Bayeux, Benerville-sur-Mer, Bernières-sur-Mer, Beuvillers, Biéville-Beuville, Blainville-sur-Orne, Blonville-sur-Mer, Bonneville-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, Équemauville, Esquay-Notre-Dame, Éterville, Évrecy, Falaise, Feuguerolles-Bully, Fleury-sur-Orne, Fontaine-Étoupefour, Fontenay-le-Marmion, Frénouville, Gavrus, Giberville, Glos, Gonneville-sur-Honfleur, Gonneville-sur-Mer, Graye-sur-Mer, Grentheville, Hermanville-sur-Mer, , Hérouville-Saint-Clair, Hérouvillette, Honfleur, Ifs, , La Rivière-Saint-Sauveur, 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 :

	<table><tr><th>Libellés des communes nouvelles</th><th>Libellés des communes préexistantes à la fusion de communes</th></tr><tr><td>Castine-en-Plaine</td><td>Hubert-Folie</td></tr><tr><td>Condé-en-Normandie</td><td>Condé-sur-Noireau</td></tr><tr><td>Creully sur Seulles</td><td>Creully</td></tr><tr><td>Isigny-sur-Mer</td><td>Isigny-sur-Mer</td></tr><tr><td>Les Monts d'Aunay</td><td>Aunay-sur-Odon</td></tr><tr><td>Livarot-Pays-d'Auge</td><td>Livarot</td></tr><tr><td>Mézidon Vallée d'Auge</td><td>Mézidon-Canon</td></tr><tr><td>Moult-Chicheboville</td><td>Moult</td></tr><tr><td rowspan="2">Pont-l'Évêque</td><td>Coudray-Rabut</td></tr><tr><td>Pont-l'Évêque</td></tr><tr><td>Ponts sur Seulles</td><td>Lantheuil</td></tr><tr><td>Rots</td><td>Rots</td></tr><tr><td rowspan="3">Saint-Pierre-en-Auge</td><td>Hiéville</td></tr><tr><td>L'Oudon</td></tr><tr><td>Saint-Pierre-sur-Dives</td></tr><tr><td rowspan="4">Vire Normandie</td><td>Vire</td></tr><tr><td>Roullours</td></tr><tr><td>Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont</td></tr><tr><td>Vaudry</td></tr></table>
	Convention de concession communale en date du 22 novembre 2000 : Commune de Le Breuil-en-Auge
	Convention de concession communale en date du 24 janvier 1997 Commune de Langrune-sur-Mer
	Convention de concession communale en date du 28 septembre 1998 Commune de Hermival-les-Vaux
Conventions conclues après mise en concurrence	La convention de concession en date du 22 septembre 2005 dont le périmètre géographique recouvre les communes d'Avenay, Bénouville, Escoville, Saint-Aubin-d'Arquenay et pour la commune nouvelle de Thue et Mue, la commune préexistante à la fusion de Bretteville-l'Orgueilleuse.
	Convention de concession communale en date du 2 juin 2006 : Commune de Maltot
	Convention de concession du 26 octobre 2007 Pour la commune nouvelle de Livarot-Pays-d'Auge, la commune préexistante à la fusion de Le Mesnil-Bacley et Saint-Manvieu-Norrey
	Convention de concession en date du 26 décembre 2017, Commune de Baron sur Odon

ANTARGAZ ENERGIES *(Annexe D p 88)*	
2005	Dozulé, Le Molay-Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados), Saint-Sylvain et Ver-sur-Mer
2007	Caumont-sur-Aure (Caumont-l'Eventé), Grandcamp-Maisy, Val d'Arry (Noyers-Bocage), Saint-Martin-de-la-Lieue, Thaon et Thury-Harcourt-le-Hom (Thury-Harcourt)
2008	Cricqueboeuf, Grainville-sur-Odon et Mondrainville

PRIMAGAZ *(Annexe E p 122)*	
2005	Colomby-Anguerny (Anguerny), Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne et Laize-la Ville), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Trévières
2007	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel (La Vespière)
2012	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

Ces contrôles concernent les usagers, les travaux, les ouvrages des concessions, la qualité de la fourniture et la sécurité et la comptabilité des concessions.

Ils sont détaillés dans les ***annexes C, D et E p 35, 88 et 122***.

Une synthèse sera proposée en séance.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'acter de la présentation de ces rapports de contrôle.*

C-2. 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 15 décembre 1997

La convention, proposée en ***annexe F p 164***, 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, a été 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 Comité Syndical de valider ce projet de convention.*

D – CONCESSION ELECTRICITE

D-1. Contrôle 2024 de l'utilisation des aides du FACÉ

La mission FACÉ a conduit une opération de contrôle de l'utilisation des aides du FACÉ au SDEC ÉNERGIE du 16 au 18 avril 2024.

Ce contrôle, dont le rapport a été réceptionné début mai (***annexe G p 169***), visait à s'assurer, pour chaque opération choisie, de la cohérence entre les éléments portés sur les factures, ceux recueillis sur les plans de récolement et les constats faits sur le terrain.

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

Seuls trois axes de progrès mineurs ont été relevés (reprise d'une remontée aéro-souterraine HTA, finition sur un coffret REMBT et dépose de supports béton).

Un retour sur ce contrôle sera proposé en séance.

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

E – TRANSITION ENERGETIQUE

E-1. Point d'étape de la création des sociétés de projets EnR

Pour rappel, considérant le plan stratégique du SDEC ÉNERGIE et sa volonté d'être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur politique de transition énergétique, notamment en développant des projets de production d'énergies renouvelables, le Comité Syndical a approuvé la création de deux sociétés de projets :

- **Nacre Energie** : projet qui a vocation à expérimenter la création de centrales de production d'électricité photovoltaïque sur les toits de bâtiments d'une zone d'activité située sur la commune de Douvres-la-Délivrande et le modèle de l'autoconsommation collective,
- **SoliSDEC :** projet qui a vocation à expérimenter la réalisation d'ombrières photovoltaïques pour aider les collectivités à répondre à leurs obligations réglementaires de solarisation et tester le modèle de l'autoconsommation collective.

➢ Nacre Energie

Le Comité Syndical du 14 décembre 2023 a approuvé la création d'une Société par Actions Simplifiée (SAS) regroupant la Communauté de Communes Cœur de Nacre, la SEM Normandie Aménagement et le SDEC ÉNERGIE, dénommée Nacre Energie, dont la part du SDEC ÉNERGIE du capital social a été fixée à 40 %, soit, 164 000 € sur un total de 410 000 €.

La Banque et le Commissaire aux Comptes ont été choisis par les trois associés et la signature officielle des statuts et du pacte d'associés a eu lieu le 11 juin dernier dans les locaux du SDEC ÉNERGIE.

➢ SoliSDEC

Le Comité Syndical du 28 mars 2024 a approuvé la création d'une SAS entre SYS CO, Energie Partagée Investissement et le SDEC ÉNERGIE, dénommée SoliSDEC dont la part du SDEC ÉNERGIE du capital social a été fixée à 25 %, soit 1 250 € sur un total de 5 000 €.

Pour rappel, la société SoliSDEC a pour objet, dans le département du Calvados :

- l'acquisition, l'étude, l'ingénierie, le développement, le financement, la construction et l'exploitation de centrales de production d'énergie électrique à base d'énergie solaire,
- la commercialisation de l'électricité produite par ces centrales,
- la réalisation de toutes les opérations qui sont compatibles avec cet objet, s'y rapportant et contribuant à sa réalisation,
- plus généralement, la réalisation de toute opération commerciale, financière, industrielle, mobilière et immobilière se rattachant directement ou indirectement à l'objet social ci-dessus ou à tout objet similaire ou connexe.

Un comité de suivi de l'expérimentation a été mis en place. La première réunion a eu lieu le 25 mars et la prochaine est programmée le 28 juin, en présence de SYS, Energie Partagée Investissement et ECLORE.

Un point d'étape sur l'avancée de la création de ces deux sociétés de projets EnR sera proposé en séance.

E-2. Groupement d'achat d'énergies

À la suite de la clôture du litige avec le fournisseur EDF, qui portait sur les modalités de calcul du prix du kWh pour la fourniture d'électricité au titre des années 2022 et 2023 ; le syndicat a transmis à chaque membre du groupement de commandes, une information personnalisée sur les conséquences financières de la facturation complémentaire attendue.

Dans le même temps, le SDEC ENERGIE se tourne vers 2025 avec les premières prises de position pour acheter les MWh de gaz et d'électricité nécessaires pour couvrir les besoins des membres de notre groupement. La tendance favorable de ces dernières semaines nous permet d'envisager plus sereinement l'année à venir.

Le lancement prochain du marché subséquent n°3, au cours du mois de juillet 2024 devrait également nous permettre d'acheter par anticipation nos besoins en électricité et en gaz pour les années 2026 et 2027 à des prix plus attractifs que ceux de cette année 2024.

Nous reviendrons en séance sur ces différents points.

PROCES-VERBAL DU COMITE SYNDICAL DU 28 MARS 2024

L'an deux mille vingt-quatre, le 28 mars, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le 22 mars 2024, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans l'Amphithéâtre 166 du Mémorial de Caen – Esplanade Général Eisenhower, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente, pour tous les points soumis à délibération, à l'exception des votes des comptes financiers uniques 2023 du budget principal et des budgets annexes, pour lesquels Monsieur Philippe LAGALLE, 1er Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques a été désigné Président de séance.

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
2.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
3.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
6.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
7.	COEUR COTE-FLEURIE	BENOIST	Claude
8.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
9.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
10.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
11.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
12.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
13.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
14.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
15.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
16.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
17.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
18.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
19.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
20.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	CAPOËN	Philippe
21.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
22.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
23.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
24.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
25.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
26.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
27.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
28.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	FIEFFE	Patricia
29.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
30.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
31.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
32.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
33.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
34.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
35.	EPCI	GOBE	Alain
36.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
37.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
38.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
39.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
40.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
41.	EPCI	GUERIN	Daniel
42.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
43.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
44.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
45.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
46.	EPCI	LAGALLE	Philippe
47.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
48.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
49.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
50.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
51.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
52.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
53.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
54.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
55.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
56.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
57.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
58.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
59.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
60.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
61.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
62.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
63.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
64.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
65.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
66.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
68.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
69.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	PATINET	Sébastien
70.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
71.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
72.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
73.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
74.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
75.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
76.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
77.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
78.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
79.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
80.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
81.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
82.	COEUR COTE-FLEURIE	VAUTIER	Dominique
83.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

PROJET

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
5.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
6.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
7.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
8.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
9.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
10.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
11.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
12.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
13.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCHIO	Jean-Pierre
14.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
15.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
16.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
17.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
18.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
19.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
20.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
21.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
22.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
23.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
24.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
25.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
26.	CU CAEN LA MER	JOLY	Françis
27.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
28.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile

ANNEXE A

29.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
30.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
31.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
32.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
33.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
34.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
35.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
36.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
37.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
38.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
39.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
40.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
41.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
42.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
43.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
44.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
45.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
46.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
47.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
48.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
49.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
50.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
51.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
52.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
53.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
54.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
55.	EPCI	SAINT LO	Patrick
56.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
57.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
58.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
59.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
60.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
61.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Emmanuel BELLÉE	CU CAEN LA MER	LE PIFRE Sophie	CU CAEN LA MER
2.	Rémi BOUGAULT	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LAGALLE Philippe	EPCI
3.	Cédric CASSIGNEUL	CU CAEN LA MER	DEROO Fabrice	CU CAEN LA MER
4.	Jean-Yves LE BRUN	CU CAEN LA MER	LECERF Marc	CU CAEN LA MER
5.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON Denis	LISIEUX NORMANDIE
6.	Mickaël MARIE	CU CAEN LA MER	RICCI Serge	CU CAEN LA MER

Rappel des compétences optionnelles par collèges :

	Eclairage Public	Signalisation Lumineuse	GAZ	IRVE	Réseau de chaleur	ENR	Transition Energétique
1 - EPCI	X					X	
2 - COMMUNES CU-MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	X					X	
3 - CU CAEN LA MER	X		X	X			
A - ISIGNY-OMAHA INTERCOM	X	X	X	X		X	X
B - BAYEUX INTERCOM	X	X	X	X		X	
C - PRE BOCAGE INTERCOM	X		X	X		X	
D - INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	X	X	X	X	X	X	X
E - SEULLES - TERRES ET MER	X	X	X	X		X	
F - COEUR DE NACRE	X	X	X	X		X	
G - VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	X	X	X	X		X	
H - CINGAL - SUISSE NORMANDE	X	X	X	X			
I - VAL ES DUNES	X	X	X	X			
J - NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	X	X	X	X			X
K - TERRE D'AUGE	X	X	X	X			
L - LISIEUX NORMANDIE	X	X	X	X		X	X
M - COEUR COTE-FLEURIE	X	X	X	X			
N - PAYS DE HONFLEUR ET BEUZEVILLE	X	X	X	X			
O - PAYS DE FALAISE	X	X	X	X		X	

ACCUEIL DES REPRESENTANTS

Madame la Présidente souhaite la bienvenue aux représentants présents à ce Comité Syndical.

Elle remercie chacun d'entre eux pour cette mobilisation qui permet d'atteindre le quorum.

ORDRE DU JOUR

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE indique que l'ordre du jour est conforme à la convocation qui a été adressée à chacun des représentants au Comité Syndical le 22 mars dernier :

➢ Rapport de la Présidente

- Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical
- Etat des transferts de compétences
- Agenda du Comité Syndical

➢ Finances

- Budget principal
  - Compte Financier Unique 2023
  - Affectation du résultat 2023
  - Budget Primitif 2024
  - Provisions pour risques et charges
  - Subventions 2024 aux tiers publics et privés
  - Admission en non-valeur
  - Mise à disposition de ressources pour le compte des deux régies
  - Versement d'une avance remboursable du budget principal au budget annexe « EnR »
- Budget annexe « Energies Renouvelables »
  - Compte Financier Unique 2023
  - Affectation du résultat 2023
  - Budget primitif annexe « Energies Renouvelables » 2024
  - Provisions pour gros entretiens
- Budget annexe « Mobilité Durable »
  - Compte Financier Unique 2023
  - Affectation du résultat 2023
  - Budget primitif annexe « Mobilité Durable » 2024
  - Provisions pour gros entretiens
- Gestion pluriannuelle – Autorisation de Programmes et Crédits de Paiement
- Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours
- Durée d'amortissement des immobilisations
- Modalités de reversement de la TICFE
- Contributions et aides financières 2024

➢ Conditions d'exercice des compétences optionnelles

- Conditions d'exercice de la compétence « Eclairage public »
- Conditions d'exercice de la compétence « Signalisation Lumineuse »
- Tarification et conditions d'exercice de la compétence « IRVE »

➢ Concessions Gaz

- Avenant n°8 à la convention de concession 2028 – ANTARGAZ ENERGIES 37

➢ Transition Energétique

- Création de la SAS SoliSDEC

PROJET

PRESENTATION DE LA TRIBUNE

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE présente les personnalités à ses côtés à la tribune, à savoir :

- Monsieur Philippe LAGALLE, 1er Vice-président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques,
- Monsieur Alban RAFFRAY, Directeur Général des Services.

A noter que Monsieur Marc LECERF, 5ème Vice-Président, en charge de la Transition Energétique, rejoindra la tribune en cours de séance.

Madame la Présidente confirme qu'en fin de séance, à 16h, Monsieur Oliviez PAZ, Président de l'Union Amicale des Maires du Calvados rejoindra l'assemblée pour procéder à signature officielle de la convention de partenariat liant le SDEC ÉNERGIE et l'UAMC.

NOMINATION DU SECRETAIRE DE SEANCE

Monsieur Patrice GERMAIN, représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, est nommé secrétaire de séance.

RAPPORT DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DE LA SEANCE DU 8 FEVRIER 2024

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE soumet au Comité Syndical le procès-verbal de la réunion du 8 février 2024, transmis aux représentants, en annexe de la note de synthèse, jointe à leur convocation.

Le Comité Syndical adopte le procès-verbal de la séance du 8 février 2024, sans aucune observation.

MODALITES DES VOTES

Madame la Présidente confirme que, conformément à l'ordre du jour de la séance, des décisions d'intérêt commun et des décisions d'intérêt spécifique relatives aux compétences Eclairage public, signalisation lumineuse, IRVE et Gaz seront soumises à l'approbation du Comité Syndical.

Madame la Présidente propose d'utiliser le vote à main levée, en rappelant que :

- tous les collèges pourront s'exprimer sur les votes d'intérêt commun ;
- tous les collèges, à l'exception du collège des EPCI et du collège des communes de la Communauté Urbaine, membres du syndicat, pourront s'exprimer pour les compétences Gaz et IRVE ;
- tous les collèges, à l'exception du collège des EPCI, du collège des communes de la Communauté Urbaine, membres du syndicat, du collège de la Communauté Urbaine Caen la mer et du collège de Pré Bocage intercom, pourront s'exprimer pour la compétence signalisation lumineuse .

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rappelle aux élus que les documents budgétaires (Comptes financiers uniques et budgets primitifs), qui seront soumis à adoption ce jour, devront être signés par chacun des votants, en sortie de séance.

Le Comité Syndical valide le vote à main levée.

DECISIONS DE LA PRESIDENTE, EN VERTU DES DELEGATIONS DU COMITE SYNDICAL

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rend compte des décisions prises, depuis le 8 février 2024, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, à savoir :

Objet			
Transition Energétique	**Conseil en Energie Partagé (CEP)**	**Niveau 1**	Adhésion des communes de La Rivière-Saint-Sauveur, d'Emiéville, de Géfosse-Fontenay et de Rubercy pour le suivi des consommations et dépenses d'énergies de leurs bâtiments
		Niveau 2	Adhésion des communes de La Rivière-Saint-Sauveur, Emiéville, Géfosse-Fontenay et Rubercy

Ces décisions sont à disposition de tous sur le site internet du syndicat, dans la rubrique du Recueil des actes administratifs.

Le Comité Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, mises en œuvre et publiées depuis le 8 février 2024.

ETAT DES TRANSFERTS DE COMPÉTENCES

Depuis le Comité Syndical du 8 février 2024, le Bureau Syndical, lors de sa séance du 22 mars 2024 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre. Il s'agit des transferts suivants :

SIGNALISATION LUMINEUSE	BONNEVILLE-SUR-TOUQUES
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	EMIEVILLE
ENERGIES RENOUVELABLES	FALAISE

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des **527 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence(s) transférée(s), est le suivant :

PROJET

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	454 communes 10 intercommunalités	49 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
121 communes 1 intercommunalité	212 communes 1 intercommunalité	27 communes 3 intercommunalités

Contribution à la Transition Energétique	Réseaux publics de chaleur et/ou de froid
6 communes	1 commune

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

AGENDA DU COMITE SYNDICAL

Pour permettre à chacun de s'organiser au mieux et de réserver, notamment, les dates des réunions du Comité Syndical à l'avance, Madame la Présidente rappelle les prochaines assemblées plénières de 2024, à savoir :

- **Jeudi 20 juin 2024 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- **Jeudi 10 octobre 2024 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- **Jeudi 12 décembre 2024** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Le Comité Syndical prend acte de ces prochaines échéances.

DECOMPTE DES PRESENTS

Madame la Présidente annonce l'état des présents :

A l'ouverture de la séance :	Votes d'intérêt commun	Votes d'intérêts spécifiques			
		Eclairage Public	Signalisation Lumineuse	IRVE	Gaz
Représentants	152	152	80	144	144
Représentants en exercice*	150	150	79	142	142
Quorum atteint à partir de	76	76	40	72	72
Présents	82	En cours de calcul			
Pouvoirs	6				
Total des votants	88				

** Suite à la démission de M. Patrick JEANNENEZ, du Conseil Communautaire de Caen la mer et de son mandat de représentant au Comité Syndical et de M. Gaëtan GERVAISE du Conseil Municipal de Esquay-sur-Seulles (Collège de Bayeux Intercom).*

Madame la Présidente annonce les pouvoirs réceptionnés, listés précédemment.

Le quorum étant atteint, les représentants peuvent valablement commencer à délibérer sur les votes d'intérêt commun.

FINANCES

Madame la Présidente annonce que les prochains sujets financiers font suite au rapport d'orientations budgétaires présenté à l'occasion du dernier Comité Syndical du 8 février et résulte d'un important travail des services et notamment du service Finances, des commissions internes du syndicat, de la commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques » et de l'ensemble du Bureau Syndical lors de sa séance du 22 mars dernier.

Monsieur Philippe LAGALLE est chargé de la présentation des 3 budgets (budget principal et budgets annexes « Energies Renouvelables » et « Mobilité Durable »). Ces derniers sont solides et permettent de répondre aux attentes des collectivités en termes d'investissement et de développement des services.

Pour faciliter la présentation, les Comptes Financiers Uniques 2023 et Budgets primitifs 2024 seront présentés en même temps.

Budget Principal (CFU 2023 – Affectation du résultat 2023 – BP 2024)

- **Compte financier unique 2023 / Budget primitif 2024**

La section de fonctionnement

RECETTES DE FONCTIONNEMENT					
Chapitres	Intitulé	BP 2023	CFU 2023	BP 2024	Commentaires
002	Résultat de fonctionnement reporté	18 757 762,67	18 757 762,67	22 282 430,66	Report de l'excédent 2023 en progression en raison de la perception de recettes exceptionnelles (TICFE et gains ARENH)
013	Atténuations de charges	50 000,00	65 484,25	70 000,00	Prise en charge partielle des titres restaurant par les agents
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	7 500 000,00	6 942 581,12	8 500 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
70	Produits des services, du domaine et ventes diverses	200 000,00	171 408,55	200 000,00	Mise à disposition de ressources pour les deux régies et leurs budgets annexes
731	Impôts et taxes	11 000 000,00	14 599 749,24	11 000 000,00	Perception de la TICFE
74	Dotations et participations	14 500 000,00	13 223 304,02	12 000 000,00	Participations des collectivités adhérents pour exercer les compétences
75	Autres produits de gestion courante	17 499 900,00	17 951 653,72	5 000 000,00	Perception des redevances Electricité et Gaz, des conventions Orange, des gains ARENH (uniquement en 2023)
76	Produits financiers	100,00	58,67	90,34	Intérêts sur parts sociales du Crédit agricole
77	Produits spécifiques	50 000,00	16 745,80	50 000,00	Remboursement de montants trop versés d'assurances, annulation de mandats
78	Reprise sur amortissements et provisions	15 000,00	0,00	0,00	
	TOTAL DES RECETTES	69 572 762,67	71 728 748,04	59 102 521,00	

A l'interrogation de Monsieur Bruno COUTANCEAU, relative à l'évolution de certains chiffres par rapport à ceux présentés dans les documents mis à disposition des élus dès le 15 mars 2024 (ex : montant du résultat de fonctionnement reporté), Monsieur Philippe LAGALLE confirme que la consolidation des comptes par la Trésorerie depuis cette date et le contrôle de montants, ont permis de préciser certaines lignes de la maquette budgétaire. Ces ajustements ont été soulignés dans la note de synthèse explicative jointe à la convocation des représentants au Comité Syndical envoyée le 22 mars dernier.

PROJET

Monsieur Fabrice DEROO s'étonne de l'importance de la somme conservée par le SDEC ÉNERGIE dans le cadre des gains ARENH et demande que la part du Syndicat soit réduite pour être redistribuée aux membres du groupement d'achat d'énergie.

Monsieur Philippe LAGALLE rappelle que la perception des gains ARENH a été validée par le Comité Syndical du 8 février dernier dans le cadre du Débat d'Orientations Budgétaires. Il s'agit d'une valorisation exceptionnelle de l'accompagnement assuré par le SDEC ÉNERGIE pour l'ensemble des membres du groupement d'achat depuis plusieurs années.

Madame la Présidente confirme que le SDEC ÉNERGIE met à disposition des membres les moyens humains (recrutement) et techniques (ingénierie) indispensables pour garantir la meilleure prestation en tant que coordonnateur du groupement. La clause d'optimisation des prix dans les marchés d'achat d'énergies du syndicat est une spécificité. Beaucoup n'auraient pu atteindre un tel résultat sans l'accompagnement du Syndicat.

DEPENSES DE FONCTIONNEMENT					
Chapitres	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
011	Charges à caractère général *Charges rattachées aux compétences* *Charges de structures*	17 050 000,00 *15 575 000,00* *1 475 000,00*	10 729 453,69 *9 572 894,59* *1 156 559,10*	12 000 000,00 *10 477 210,87* *1 522 789,13*	Prise en charge des charges rattachées aux compétences et charges de structure
012	Charges de personnel et frais assimilés	4 500 000,00	4 170 162,61	4 700 000,00	Evolution de la masse salariale (recrutement, point d'indice ...)
014	Atténuations de produits	2 000 000,00	1 976 168,29	2 500 000,00	Reversement partiel de la TICFE et de la Redevance de la concession Electricité
023	Virement à la section d'investissement	14 372 762,67	0,00	13 472 521,00	Formation de l'autofinancement
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	17 500 000,00	17 350 834,84	24 000 000,00	Amortissement des immobilisations (réseaux Electrique, équipement de Transition énergétique)
65	Autres charges de gestion courante	13 300 000,00	11 700 803,82	1 580 000,00	Frais des élus, subventions versées aux tiers privés et publics et dépenses informatiques. Pour rappel, reversement exceptionnel des droits ARENH en 2022 uniquement
66	Charges financières	200 000,00	155 104,92	150 000,00	Remboursement des intérêts d'emprunt
67	Charges spécifiques	150 000,00	35 710,84	100 000,00	Annulation de titres de recette
68	Dotations aux provisions semi-budgétaires	500 000,00	500 000,00	600 000,00	Prévision de couverture de risques (contentieux EDF, aléas climatiques, contentieux RH et remboursement de fonds européens)
	TOTAL DES DEPENSES	**69 572 762,67**	**46 618 239,01**	**59 102 521,00**	
	RESULTAT DE SECTION FONCTIONNEMENT AVEC REPORT	**0,00**	**25 110 509 ,03**	**0,00**	

La section d'investissement

RECETTES D'INVESTISSEMENT					
Chapitres	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
001	Résultat de la section d'investissement reporté	6 676 725,59	6 676 725,59	1 173 760,00	Report de l'excédent 2023
021	Virement de la section de fonctionnement	14 372 762,67	0,00	13 472 521,00	Mobilisation de l'autofinancement pour le remboursement des emprunts et le financement des travaux
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	17 500 000,00	17 350 834,84	24 000 000,00	Amortissement des immobilisations (réseaux Electrique, équipement de Transition énergétique)
041	Opérations patrimoniales	3 300 000,00	1 103 926,05	4 500 000,00	Prise en charge des avances forfaitaires et des équilibres des comptes de tiers
10	Dotations, fonds divers et réserves	2 000 000,00	1 386 201,33	4 000 000,00	Perception du FCTVA et affectation du résultat
13	Subventions d'investissement	12 000 000,00	13 849 757,15	11 500 000,00	Perception des subventions Etat (FACÉ/PCT), de la Région, du Département, des communes via les Fonds de concours et de tiers privés (Enedis, lotisseurs ...)
23	Immobilisations en cours	0,00	33 886,23	500 000,00	Annulation de mandats sur chapitre 23
4582	Opérations sous mandat	3 000 000,00	1 191 649,14	4 000 000,00	Recettes des collectivités pour les travaux des réseaux et de transition énergétique
	TOTAL DES RECETTES	**58 849 488,26**	**41 592 980,33**	**63 146 281,00**	

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

DEPENSES D'INVESTISSEMENT					
Chapitres	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
001	Résultat de la section d'investissement reporté	0,00	0,00	0,00	
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	7 500 000,00	6 942 581,12	8 500 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
041	Opérations patrimoniales	3 300 000,00	1 103 926,05	4 500 000,00	Prise en charge des avances forfaitaires et des équilibres des comptes de tiers
13	Subventions d'investissement	230 000,00	176 476,48	250 000,00	Annulation ou réduction de titres notamment la dotation FACÉ vers le BA MD
16	Emprunts et dettes assimilées	2 000 000,00	1 828 147,11	1 700 000,00	Remboursement du capital d'emprunt
20	Immobilisations incorporelles	500 000,00	294 160,00	600 000,00	Frais d'études pour projets informatiques, acquisition de logiciels informatiques, frais étude du projet immobilier d'extension
204	Subventions d'équipement versées	1 000 000,00	86 165,11	1 900 000,00	Versement de subventions d'équipement (Solidarité, Transition énergétique dont PROGRES)
21	Immobilisations corporelles	2 000 000,00	230 337,79	1 500 000,00	Travaux d'aménagement des locaux, achat de mobiliers, installation de réseaux de chaleur
23	Immobilisations en cours	39 109 488,26	27 805 799,54	38 296 281,00	Travaux sur réseaux Electrique (effacement, raccordement) et Eclairage public
26	Participations et créances rattachées à des participations	190 000,00	0,00	200 000,00	Participation au capital de sociétés mixtes
27	Autres immobilisations financières	20 000,00	18 402,00	1 700 000,00	Apport de comptes courants associés, versement d'avance remboursable
4581	Opérations sous mandat	3 000 000,00	1 933 225,13	4 000 000,00	Financement des travaux d'effacement des réseaux et de transition énergétique
	TOTAL DES DEPENSES	**58 849 488,26**	**40 419 220,33**	**63 146 281,00**	
	RESULTAT DE SECTION D'INVESTISSEMENT AVEC REPORT	**0,00**	**1 173 760,00**	**0,00**	

Madame la Présidente quitte l'assemblée et confie la présidence de la séance à Monsieur Philippe LAGALLE, 1er vice-président, pour le vote du compte financier unique 2023.

Monsieur le 1er Vice-Président donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, il propose au Comité Syndical d'arrêter le compte financier unique 2023 du Budget principal du SDEC ÉNERGIE.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	TOTAL VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, par 85 POUR et 3 ABSTENTIONS :

- ***APPROUVE** le Compte Financier Unique 2023 du Budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- ***DONNE** quittus à la Présidente ;*
- ***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.*

Madame la Présidente rejoint l'assemblée et reprend la Présidence de la séance.

PROJET

➢ **La formation du compte financier unique 2023**

Le compte financier unique 2023 présente un résultat cumulé excédentaire de 22 282 078.37 €, dont un excédent cumulé de 25 110 509,03 € en section de fonctionnement et un besoin de financement de 2 828 430.66 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2023 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	a	52 970 985.37 €
Dépenses 2023 hors résultat reporté	b	46 618 239.01 €
Résultat 2023	c = a-b	6 352 746.36 €
Excédent reporté (au 002)	d	18 757 762.67 €
Résultat cumulé de fonctionnement	e=c+d	25 110 509.03 €

Section d'investissement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	m	34 916 254.74€
Dépenses 2023 hors résultat reporté	n	40 419 220.33 €
Résultat 2023	o = m-n	-5 502 965.59 €
Excédent reporté (au 001)	p	6 676 725.59 €
Résultat cumulé d'investissement	q=o+p	1 173 760.00 €

Besoin de financement de la section d'investissement		
Recettes : restes à réaliser	f	6 184 399.40 €
Dépenses : restes à réaliser	g	10 186 590.06 €
Résultat des restes à réaliser	h=f-g	-4 002 190.66 €
Résultat cumulé d'investissement	q	1 173 760.00 €
Besoin de financement	i=h+q	-2 828 430.66 €

Résultat cumulé des deux sections		
Résultat consolidé 2023 avec les reports de résultats 2022 et les restes à réaliser	r=e+i	22 282 078.37 €

➢ **Affectation du résultat 2023**

Il est proposé d'affecter les résultats de l'exécution du budget 2023 sur le budget 2024 comme suit :

Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	1 173 760.00 €
Article 1068	Couverture en besoin de financement	2 828 430.66 €
Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	22 282 078,37 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'affecter le résultat 2023.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par le résultat de clôture du budget principal 2023 d'un montant de 1 173 760,00 € au chapitre 001 de la section d'investissement du budget primitif 2024 ;*
- ***DECIDE** d'inscrire en couverture du besoin de financement 2 828 430,66 € à l'article 1068 en recettes de la section d'investissement du budget primitif 2024 ;*
- ***DECIDE** de reporter l'excédent de fonctionnement dégagé par le résultat de clôture du budget principal 2023 d'un montant de 22 282 078,37 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement 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.*

➢ **Budget primitif 2024**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'adopter le budget primitif principal 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, par 88 voix POUR et 1 ABSTENTION :

- ***VOTE** le budget primitif principal 2024 par nature et par chapitre ; ce budget s'équilibrant à 122 248 802 € ; dont 59 102 521 € en section de fonctionnement et 63 146 281 € en section d'investissement.*
- ***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.*

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rappelle aux élus que les documents budgétaires (Compte financier unique 2023 et budget primitif 2024) devront être signés par chacun des votants, en sortie de séance.

PROJET

BUDGET PRINCIPAL 2024 - PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Dans le cadre de son activité et de l'exercice de ses compétences statutaires, le SDEC ÉNERGIE a identifié des risques pouvant se traduire par des mouvements financiers impactant son budget.

Dans un souci de sincérité budgétaire, de transparence et de fiabilité de ses comptes, le SDEC ÉNERGIE a décidé, par délibération du Comité Syndical du 30 mars 2023, de constituer des provisions pour risques et charges.

Des évolutions sont observées concernant la nature de ces provisions, il convient de les actualiser comme suit :

Nature de la provision	Objet de la provision	Tiers	Durée	Montant annuel de la provision
Risques et charges du personnel	Départ d'agents (Rupture conventionnelle, retraite...)	Agents	5 ans	50 000 €
	Contentieux sociaux (Cotisations sociales)	Agents ou organismes sociaux	5 ans	50 000 €
Risques pour contentieux de tiers	Contentieux sur l'application des contrats d'achats d'énergie	Fournisseurs de gaz	5 ans	50 000 €
		Fournisseurs d'électricité	5 ans	50 000 €
Risques pour gros entretien	Renouvellement des installations et des équipements des locaux	Sans objet	5 ans	90 000 €
	Renouvellement de matériels et d'équipements des réseaux techniques de chaleur		5 ans	10 000 €
	Remplacement des infrastructures d'éclairage public lors d'aléas climatiques		5 ans	150 000 €
Charges financières	Remboursement de fonds européens	Gestionnaires des fonds européens	5 ans	150 000 €
TOTAL				**600 000 €**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette actualisation.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, par 88 voix POUR et 1 ABSTENTION :

- ***DECIDE** de constituer les provisions pour risques et charges, comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget principal ;*
- ***DECIDE** d'enregistrer 600 000 € de dotations aux provisions sur l'exercice 2024 sur la base des opérations présentées ci-dessus ;*
- ***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.*

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

SUBVENTIONS 2024 AUX TIERS PUBLICS ET PRIVES

Le SDEC ÉNERGIE soutient des partenaires privés et publics sur des projets ou initiatives qui s'inscrivent dans les compétences et les missions exercées par le syndicat.

Subvention de fonctionnement en €				
Article et nature/objet de la dépense		Budget Primitif 2023	Compte Financier Unique 2023	Budget Primitif 2024
65738	Accompagnement à la réalisation d'études d'énergie	100 000,00	8 760,00	50 000,00
	Accompagnement à la compétence "Contribution à la Transition Energétique"	10 000,00	12 000,00	20 000,00
	Accompagnement des territoires (PACTE)	50 000,00		60 000,00
	Soutien au Fonds de solidarité énergie	40 000,00	10 000,00	40 000,00
	Financement d'études de faisabilité de rénovation de logements communaux	20 000,00		0,00
	Soutien aux CCAS pour la prise en charge des impayés Gaz	5 000,00	250,00	0,00
	Divers	30 000,00	2 000,00	20 000,00
Sous-total		**255 000,00**	**33 010,00**	**190 000,00**
6574	Soutien à l'amicale du personnel	50 000,00	49 035,00	55 000,00
	Soutien aux organismes réalisant des actions de solidarité internationales	5 000,00	5 000,00	5 000,00
	Soutien aux organismes intervenant auprès d'usagers en situation de précarité pour la maîtrise de l'énergie	80 000,00	15 000,00	20 000,00
	Divers	10 000,00	15 125,00	30 000,00
Sous-total		**145 000,00**	**84 160,00**	**110 000,00**
TOTAL		**400 000,00**	**117 170,00**	**300 000,00**

A l'interrogation de Monsieur Thierry SAGET relative à la suppression du soutien aux CCAS pour la prise en charge des impayés de gaz, Monsieur Philippe LAGALLE précise que cet accompagnement sera renforcé avec l'attribution d'une enveloppe plus conséquente pour les missions de solidarité (175 000 € contre 80 000 € en subvention d'investissement en 2023), présentées ci-après :

Subvention d'investissement en €				
Article et nature/objet de la dépense		Budget Primitif 2023	Compte Financier Unique 2023	Budget Primitif 2024
204	Compétence Electricité	50 000,00	5 000,00	95 000,00
	Compétence Gaz	150 000,00	0,00	160 000,00
	Compétence Mobilité Durable (Achat de véhicules électriques)	35 000,00	12 750,00	50 000,00
	Compétence Transition Energétique (Programme ACTEE)	0,00	0,00	0,00
	Compétence Transition Energétique (Contribution TE)	60 000,00	48 415,11	75 000,00
	Compétence solidarité (Subvention aux travaux de rénovation énergétique)	80 000,00	20 000,00	175 000,00
	Compétence Transition Energétique (Efficacité énergétique - PROGRES)	625 000,00	0,00	1 345 000,00
TOTAL		**1 000 000,00**	**86 165,11**	**1 900 000,00**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider ces subventions 2014 aux tiers publics et privés.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***ACCEPTE** la répartition des subventions aux tiers publics et privés proposée pour 2024 ;*
- ***DIT** que les subventions versées aux tiers publics et privés seront imputées au chapitre 65 pour les subventions de fonctionnement et au chapitre 204 pour les subventions d'investissement 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.*

ADMISSION EN NON-VALEUR

Les créances irrécouvrables correspondent aux titres émis par le Syndicat mais dont le recouvrement ne peut être mené à son terme par le comptable public en charge du recouvrement.

L'irrécouvrabilité des créances est temporaire dans le cas des créances admises en non-valeur.

Le mandat d'admission en non-valeur fait suite à la décision de l'ordonnateur d'annuler tout ou partie des créances que le comptable juge irrécouvrables.

L'imputation comptable est réalisée sur l'article 6541 du budget principal 2024.

Le Bureau Syndical propose l'admission en non-valeur des recettes énumérées ci-dessous pour un montant total de 1,71 €, correspondant à la liste des produits irrécouvrables dressée par le comptable public :

NUMERO DE TITRE	ANNEE	TIERS	OBJET	MONTANT TOTAL	MONTANT IMPAYE
T-1306	2020	SAINT HYMER	Alimentation en énergie électrique	2 217,20 €	0,20 €
T-792	2021	REVIERS	Etalement charges	11 409,92 €	0,01 €
T-354	2022	LAMULLE Jean-Claude	Heurtevent solde raccordement	2 552,57 €	0,30 €
T-1654	2022	SAINT HYMER	Extension du réseau BT propriété des Hays de Gassart	5 099,60 €	0,60 €
T-769	2022	CC ISIGNY OMAHA	Extension du réseau BT	4 651,50 €	0,50 €
T-306	2023	3 F NORMANVIE	Solde DTMO lot les clos du val	4754,05 €	0,01 €
T-98	2023	CAGNY	Extension éclairage public - Bourg	144 486,26 €	0,06 €
T-1137	2023	SAS VESTAM VINCENT BROUARD	Escoville - DTMO lotissement le bois	9 406,23 €	0,01 €
T-876	2023	NORON L'ABBAYE	Effacement des réseaux - Bourg	2 784,59 €	0,02 €
TOTAL				**182 262,32 €**	**1,71 €**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver l'admission en non-valeur de ces recettes.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** l'admission en non-valeur des recettes énumérées ci-dessus pour un montant total de 1,71 €, correspondant à la liste des produits irrécouvrables dressée par le comptable public ;*
- ***DIT** que la dépense sera imputée au chapitre 65 et à l'article 6541 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.*

MISE A DISPOSITION DE RESSOURCES POUR LE COMPTE DES DEUX REGIES

Le SDEC ÉNERGIE a mis en place des services publics industriels et commerciaux pour développer les compétences statutaires « Energies renouvelables » et « Mobilité durable ».

Ces services publics sont portés par deux régies à autonomie financière sans personnalité morale et par des budgets annexes.

Les activités de conseil, d'ingénierie, d'investissement et d'exploitation de ces deux régies nécessitent la mobilisation de ressources matérielles, techniques, budgétaires et humaines.

Le syndicat propose de prolonger la mise à disposition des ressources ci-dessous selon les conditions ci-après :

- Ressources matérielles et immatérielles :
  - Matériels bureautiques et informatiques,
  - Fournitures et équipements,
  - Formation des agents
  - Prestation de conseils.
- Ressources humaines :
  - 1 ETP pour la régie énergies renouvelables « ENR »,
  - 1.75 ETP pour la régie mobilité durable « MD ».

  Durée de la mise à disposition : 1 an renouvelable tacitement à compter de la date à laquelle la délibération du Comité Syndical est rendue exécutoire.

L'ensemble des modalités de mise en œuvre des mises à disposition est repris dans les deux projets de conventions.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver cette mise à disposition de ressources.

PROJET

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***ACCEPTE** la proposition de mise à disposition des ressources humaines et matérielles pour le compte des deux régies à autonomie financière sans personnalité morale dites régie « Energies Renouvelables » et régie « Mobilité durable » ;*
- ***VALIDE** les deux projets de convention de mise à disposition des ressources pour une durée d'un an ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer lesdites conventions, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

VERSEMENT D'UNE AVANCE REMBOURSABLE DU BUDGET PRINCIPAL AU BUDGET ANNEXE « ENR »

Pour rappel, le SDEC ÉNERGIE a doté la régie « ENR » d'un budget annexe dédié et d'une dotation initiale en 2018 de 1 500 000 €, dont 32 000 € en section de fonctionnement et 1 468 000 € en section d'investissement, ayant permis à ce jour, le financement de 19 projets. Ce budget devrait être totalement consommé au 31 décembre 2024.

Le SDEC ÉNERGIE propose d'allouer une avance remboursable à la régie ENR pour prendre en charge le financement de 15 nouveaux projets sur la période 2024-2026 pour un montant d'1 500 000 €.

Il convient de préciser les modalités de fonctionnement de ce dispositif financier :

- L'objet de l'avance est le financement de 15 nouveaux projets de centrales de panneaux solaires sur toiture soit 5 projets par an sur la période 2024-2026.
- Le montant maximum de l'avance est de 1 500 000 €.
- Le montant versé chaque année sera calculé au plus juste selon l'état d'avancement des projets financés et selon les besoins budgétaires de la régie.
- Le premier remboursement interviendra à compter du 1er janvier 2030.
- La durée de remboursement de l'avance est concordante avec la durée d'amortissement des immobilisations et des subventions d'investissement pour ce type d'installations, soit 20 ans.

Le versement de cette avance remboursable génère les écritures comptables suivantes :

Budget principal

- Dépense réelle d'investissement – imputation au chapitre 27 et à l'article 2745 sur l'exercice 2024
- Recette réelle d'investissement – imputation au chapitre 27 et à l'article 2745 à compter de l'exercice 2030

Budget annexe « Energies renouvelables »

- Recette réelle d'investissement – imputation au chapitre 16 et à l'article 1687 sur les exercices 2024 à 2026
- Dépense réelle d'investissement – imputation au chapitre 16 et à l'article 1687 à compter de l'exercice 2030

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter le versement de cette avance forfaitaire.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** d'allouer une avance remboursable à la régie « Energies Renouvelables » pour prendre en charge le financement de 15 nouveaux projets sur la période 2024-2026 pour un montant de 1 500 000 € ;*
- ***DIT** que les écritures comptables du budget principal et du budget annexe « ENR » seront réalisées comme indiqué ci-dessus ;*
- ***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.*

BUDGET ANNEXE « ENERGIES RENOUVELABLES » (CFU 2023 – AFFECTATION DU RESULTAT 2023 – BP 2024)

➢ **Compte Financier Unique 2023 / Budget primitif 2024**

La section de fonctionnement

RECETTES DE FONCTIONNEMENT					
Chap.	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
002	Résultat d'exploitation reporté	53 659,60	53 659,60	54 387,79	Report de l'excédent 2023
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	30 000,00	26 779,76	30 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
70	Ventes de produits fabriqués, prestations de services, marchandises	100 000,00	100 578,88	105 000,00	Vente d'électricité à EDF par injection sur le réseau
74	Subventions d'exploitation	25 000,00	20 742,76	20 000,00	Participation des communes via la prise en charge du forfait d'exploitation
75	Autres produits de gestion courante	361,13	1 080,00	1 002,21	Remboursement des cautions par EDF OA pour le raccordement des installations
77	Produits exceptionnels	10 279,27	0,00	0,00	Pas de prévision de versement de subvention d'équilibre
	TOTAL DES RECETTES	**219 300,00**	**202 841,00**	**210 390,00**	

PROJET

DEPENSES DE FONCTIONNEMENT					
Chap.	Intitulé	BP 2023	CFU 2023	BP 2024	Commentaires
011	Charges à caractère général	60 000,00	25 880,85	31 000,00	Frais de maintenance et d'entretien
012	Charges de personnel et frais assimilés	70 000,00	58 906,07	70 000,00	Mise à disposition de moyens humains pour 1 ETP
022	Dépenses imprévues	5 000,00	0,00	1 000,00	
023	Virement à la section d'investissement	0,00	0,00	22 890,00	Formation de l'autofinancement
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	45 000,00	44 006,03	65 000,00	Amortissements des équipements (panneaux photovoltaïques)
65	Autres charges de gestion courante	2 000,00	0,26	1 000,00	Régularisation de TVA
67	Charges exceptionnelles	4 300,00	0,00	0,00	
68	Dotations aux provisions et aux dépréciations	25 000,00	9 300,00	10 000,00	Provision pour renouvellement d'onduleurs
69	Impôts sur les bénéfices et assimilés	8 000,00	10 360,00	9 500,00	Paiement de l'impôt sur les sociétés par rapport au résultat 2023
	TOTAL DES DEPENSES	219 300,00	148 453,21	210 390,00	
	RESULTAT DE SECTION FONCTIONNEMENT AVEC REPORT	0,00	54 387,79	0,00	

La section d'investissement

RECETTES D'INVESTISSEMENT					
Chap.	Intitulé	BP 2023	CFU 2023	BP 2024	Commentaires
001	Solde d'exécution de la section d'investissement reporté	667 133,20	667 133,20	500 002,74	Report de l'excédent 2023
.021	Virement de la section de fonctionnement	0,00	0,00	22 890,00	Mobilisation de l'autofinancement pour le financement des immobilisations
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	45 000,00	44 006,03	65 000,00	Amortissements des équipements (panneaux photovoltaïques)
041	Opérations patrimoniales	20 000,00	0,00	9 997,26	Prise en charge des avances forfaitaires dans le cadre des marchés publics
13	Subventions d'investissement	40 866,80	25 134,46	0,00	
16	Emprunts et dettes assimilées	0,00	0,00	1 500 000,00	Besoin de financement des centrales PV par versement d'une avance remboursable
23	Immobilisations en cours	0,00	0,00	0,00	
	TOTAL DES RECETTES	773 000,00	736 273,69	2 097 890,00	

DEPENSES D'INVESTISSEMENT					
Chap.	Intitulé	BP 2023	CFU 2023	BP 2024	Commentaires
020	Dépenses imprévues	14 538,21	0,00	0,00	
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	30 000,00	26 779,76	30 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
041	Opérations patrimoniales	20 000,00	0,00	9 997,26	Prise en charge des avances forfaitaires dans le cadre des marchés publics
20	Immobilisations incorporelles	0,00	0,00	23 250,00	Prise en charge de frais d'études et de MOE
23	Immobilisations en cours	708 461,79	209 491,19	2 034 642,74	Financement de projets de centrales de panneaux photovoltaïques
	TOTAL DES DEPENSES	773 000,00	236 270,95	2 097 890,00	
	RESULTAT DE SECTION INVESTISSEMENT AVEC REPORT	0,00	500 002,74	0,00	

Madame la Présidente quitte l'assemblée et confie la présidence de la séance à Monsieur Philippe LAGALLE, 1er vice-président, pour le vote du compte financier unique 2023.

Monsieur le 1er Vice-Président donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, il propose au Comité Syndical d'arrêter le compte financier unique 2023 du Budget annexe "Energies Renouvelables - EnR" du SDEC ÉNERGIE.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	TOTAL VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** le Compte Financier Unique 2023 du Budget annexe "Energies Renouvelables" du SDEC ÉNERGIE ;*
- ***DONNE** quittus à la Présidente ;*
- ***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.*

Madame la Présidente rejoint l'assemblée et reprend la Présidence de la séance.

➢ **La formation du compte financier unique 2023**

Le compte financier unique 2023 présente un résultat excédentaire de 403 249.93 €, dont un excédent de 54 387.79 € en section de fonctionnement et un excédent de 348 862.14 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2023 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	a	149 181.40€
Dépenses 2023	b	148 453.21€
Résultat 2023	c = a-b	728.19€
Excédent reporté (au 002)	d	53 659.60€
Résultat cumulé de fonctionnement	**e=c+d**	**54 387.79€**

Section d'investissement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	m	69 140.49€
Dépenses 2023 hors résultat reporté	n	236 270.95€
Résultat 2023	o = m-n	-167 130.46€
Excédent reporté (au 001)	p	667 133.20€
Résultat cumulé d'investissement	q=o+p	**500 002.74€**

Capacité de financement de la section d'Investissement		
Recettes : Reste à Réaliser	f	0.00€
Dépenses : Reste à Réaliser	g	151 140.60€
Résultat des Restes à Réaliser	h=f-g	-151 140.60€
Résultat cumulé d'investissement	q	500 002.74€
Capacité de financement	**I=h+q**	**348 862.14€**

Résultat cumulé des deux sections		
Résultat consolidé 2023 avec les reports de résultats 2022 et les restes à réaliser	r=e+i	403 249.93 €

PROJET

➢ **Affectation du résultat 2023**

Il est proposé d'affecter le résultat de l'exécution du budget 2023 sur le budget 2024 comme suit :

Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	54 387.79€
Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	500 002,74€

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'affecter le résultat 2023.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** de reporter l'excédent de fonctionnement dégagé par le résultat de clôture du Budget annexe « Energies Renouvelables » 2023 d'un montant de 54 387,79 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement du budget primitif 2024 ;*
- ***DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par le résultat de clôture du Budget annexe « Energies Renouvelables » 2023 d'un montant de 500 002,74 € au chapitre 001 de la section d'investissement 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.*

➢ **Budget primitif 2024**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'adopter le budget primitif annexe "Energies Renouvelables" 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	83	6	89

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***VOTE** le Budget primitif annexe "Energies Renouvelables" 2024 par nature et par chapitre ; ce budget s'équilibrant à 2 308 280 €, répartis en 210 390 € en section de fonctionnement et en 2 097 890 € en section d'investissement ;*
- ***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.*

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rappelle aux élus que les documents budgétaires (Compte financier unique 2023 et budget primitif 2024) devront être signés par chacun des votants, en sortie de séance.

Départ de Monsieur Romain BAIL.

BUDGET ANNEXE "ENERGIES RENOUVELABLES" 2024 - PROVISIONS POUR GROS ENTRETIEN

Le SDEC ÉNERGIE ayant, dans le cadre de transfert de compétence « Energies renouvelables », installé des équipements de production d'énergie à partir de panneaux photovoltaïques, a créé une provision pour gros entretien afin d'assurer le renouvellement de matériels (Ex : les onduleurs) et la dépose des panneaux en fin de vie, par délibération du Comité Syndical du 6 février 2020, qui a été mise à jour par délibérations du Comité Syndical des 1er avril 2021, 24 mars 2022 et 30 mars 2023.

Le syndicat actualise, chaque année, la provision pour gros entretien en complétant la liste des provisions pour le renouvellement de matériel :

Objet de la provision pour gros entretien	Bâtiments publics portant les panneaux photovoltaïques	Montant total	Durée	Date de la provision		Montant annuel de la provision
				Début	Fin	
Renouvellement des onduleurs des différentes unités de production Panneaux photovoltaïques en toiture des bâtiments publics	Salle polyvalente à SAINT-MARTIN-DE-MAILLOC	20 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	1 000 €
	Ecole à COLOMBY-ANGUERNY	10 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	500 €
	Vestiaire de sport à SAINT-DESIR	15 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	750 €
	Ecole à FALAISE	15 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	750 €
	Gymnase à LIVAROT-PAYS-D'AUGE	20 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	1 000 €
	Bibliothèque à BARON-SUR-ODON	10 000 €	20	01/01/2024	01/01/2044	500 €
Dépose du matériel en fin de vie		5 500 €		01/01/2024	01/01/2044	5 500 €
						10 000 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette proposition.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** de mettre à jour les provisions pour gros entretien, comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget annexe « Energies Renouvelables – EnR » ;*
- ***DECIDE** d'enregistrer 10 000 € de dotations aux provisions sur l'exercice 2024 sur la base des opérations présentées ci-dessus ;*
- ***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.*

PROJET

BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE » (CFU 2023 – AFFECTATION DU RESULTAT 2023 – BP 2024)

➢ **Compte Financier Unique 2023 / Budget primitif 2024**

La section de fonctionnement

RECETTES DE FONCTIONNEMENT					
Chap.	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
002	Résultat d'exploitation reporté	6 008,29	6 008,29	1 895,48	Report de l'excédent 2023
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	200 000,00	158 106,36	200 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
70	Ventes de produits fabriqués, prestations de services, marchandises	700 000,00	452 994,25	650 000,00	Prestation de service payée par les usagers
74	Subventions d'exploitation	20 000,00	9 280,00	68 400,00	Participation des communes via la pris en charge du forfait et vente de CEE
75	Autres produits de gestion courante	0,00	0,00	0,00	
77	Produits exceptionnels	229 491,71	245 000,00	301 654,52	Prévision de versement d'une subvention d'équilibre
	TOTAL DES RECETTES	**1 155 500,00**	**871 388,90**	**1 221 950,00**	

DEPENSES DE FONCTIONNEMENT					
Cha.	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
002	Résultat d'exploitation reporté	0,00	0,00	0,00	
011	Charges à caractère général	679 000,00	433 453,43	700 000,00	Revalorisation du cout d'achat de l'énergie et des couts de maintenance
012	Charges de personnel et frais assimilés	97 500,00	80 020,05	100 000,00	Mise à disposition de moyens humains pour 1,75 ETP
022	Dépenses imprévues	9 000,00	0,00	3 000,00	
042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	350 000,00	340 019,35	400 000,00	Amortissements de l'acquisition des IRVE
65	Autres charges de gestion courante	1 000,00	0,59	1 000,00	Régularisation de TVA
67	Charges exceptionnelles	2 000,00	0,00	1 000,00	
68	Dotations aux provisions et aux dépréciations	16 000,00	16 000,00	16 650,00	Provisions pour renouvellement de matériels
69	Impôts sur les bénéfices et assimilés	1 000,00	0,00	300,00	Paiement de l'impôt sur les sociétés par rapport au résultat 2023
	TOTAL DES DEPENSES	**1 155 500,00**	**869 493,42**	**1 221 950,00**	
	RESULTAT DE SECTION FONCTIONNEMENT AVEC REPORT	**0,00**	**1 895,48**	**0,00**	

La section d'investissement

RECETTES D'INVESTISSEMENT					
Chap.	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
001	Solde d'exécution de la section d'investissement reporté	2 745 459,03	2 745 459,03	2 569 869,77	Report de l'excédent 2023
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	350 000,00	340 019,35	400 000,00	Amortissements de l'acquisition des IRVE
13	Subventions d'investissement	250 000,97	318 874,47	500 000,23	Subventions accordées par les services de l'Etat
	TOTAL DES RECETTES	**3 345 460,00**	**3 404 352,85**	**3 469 870,00**	

DEPENSES D'INVESTISSEMENT					
Chap.	**Intitulé**	**BP 2023**	**CFU 2023**	**BP 2024**	**Commentaires**
020	Dépenses imprévues	100 000,00	0,00	100 000,00	
040	Opérations d'ordre de transfert entre sections	200 000,00	158 106,36	200 000,00	Quote-part des subventions d'investissement rattachées à des actifs amortissables
13	Subventions d'investissement	0,00	5 803,33	0,00	Ecritures comptables pour l'annulation de titres
20	Immobilisations incorporelles	100 000,00	33 296,00	0,00	
21	Immobilisations corporelles	150 000,00	50 736,67	150 000,00	Installation des compteurs MID, permettant d'établir une facturation aux usagers, conforme à la directive européenne
23	Immobilisations en cours	2 795 460,00	586 540,72	3 019 870,00	Acquisition des IRVE
	TOTAL DES DEPENSES	**3 345 460,00**	**834 483,08**	**3 469 870,00**	
	RESULTAT DE SECTION INVESTISSEMENT AVEC REPORT	**0,00**	**2 569 869,77**	**0,00**	

Madame la Présidente quitte l'assemblée et confie la présidence de la séance à Monsieur Philippe LAGALLE, 1er vice-président, pour le vote du compte financier unique 2023.

Monsieur le 1er Vice-Président donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, il propose au Comité Syndical d'arrêter le compte financier unique 2023 du Budget annexe "Mobilité Durable - MD" du SDEC ÉNERGIE.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	TOTAL VOTANTS
152	150	81	6	87

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** le Compte Financier Unique 2023 du Budget annexe " Mobilité Durable " du SDEC ÉNERGIE ;*
- ***DONNE** quittus à la Présidente ;*
- ***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.*

PROJET

Madame la Présidente rejoint l'assemblée et reprend la Présidence de la séance.

La formation du compte financier unique 2023

Le compte financier unique 2023 présente un résultat excédentaire de 1 860 094.13 €, dont un excédent de 1 895.48 € en section de fonctionnement et un excédent de 1 858 198.65 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2023 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	a	865 380.61 €
Dépenses 2023 hors résultat reporté	b	869 493.42 €
Résultat 2023	c = a-b	-4 112.81 €
Excédent reporté (au 002)	d	6 008.29 €
Résultat cumulé de fonctionnement	**e=c+d**	**1 895.48 €**

Section d'investissement		
Recettes 2023 hors résultat reporté	m	658 893.82 €
Dépenses 2023 hors résultat reporté	n	834 483.08 €
Résultat 2023	o = m-n	-175 589.26 €
Excédent reporté (au 001)	p	2 745 459.03 €
Résultat cumulé d'investissement	q=o+p	**2 569 869.77 €**

Besoin de financement de la section d'Investissement		
Recettes : Reste à Réaliser	f	1 641.22 €
Dépenses : Reste à Réaliser	g	713 312.34 €
Résultat des Restes à Réaliser	h=f-g	-711 671.12 €
Résultat cumulé d'investissement	q	2 569 869.77 €
Capacité de financement	**I=h+q**	**1 858 198.65 €**

Résultat cumulé des deux sections		
Résultat consolidé 2023 avec les reports de résultats 2022 et les restes à réaliser	r=e+i	1 860 094.13 €

➢ **Affectation du résultat 2023**

Il est proposé d'affecter le résultat de l'exécution du budget 2023 sur le budget 2024 comme suit :

Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	1 895.48 €
Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	2 569 869.77 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'affecter le résultat 2023.

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** de reporter l'excédent de fonctionnement dégagé par le résultat de clôture du Budget annexe « Mobilité Durable » 2023 d'un montant de 1 895,48 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement du budget primitif 2024 ;*
- ***DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par le résultat de clôture du Budget annexe « Mobilité Durable » 2023 d'un montant de 2 569 869,77 € au chapitre 001 de la section d'investissement 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.*

➢ **Budget primitif 2024**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'adopter le budget primitif annexe " Mobilité Durable " 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***VOTE** le Budget primitif annexe " Mobilité Durable " 2024 par nature et par chapitre ; ce budget s'équilibrant à 4 691 820.00 €, dont 1 221 950.00 € en section de fonctionnement et 3 469 870.00 € en section d'investissement ;*
- ***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.*

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rappelle aux élus que les documents budgétaires (Compte financier unique 2023 et budget primitif 2024) devront être signés par chacun des votants, en sortie de séance.

PROJET

BUDGET ANNEXE "MOBILITE BAS CARBONE" 2024 - PROVISIONS POUR GROS ENTRETIEN

Le SDEC ÉNERGIE ayant, dans le cadre de transfert de compétence « Mobilité durable », installé des infrastructures de recharge de véhicules électriques, a créé une provision pour gros entretien afin d'assurer le remplacement des pièces électroniques de ces infrastructures, par délibérations du Comité Syndical des 6 février 2020 et 30 mars 2023.

Le syndicat propose d'actualiser la provision pour gros entretien pour s'adapter à l'évolution du parc d'IRVE au 31 décembre 2023, comme suit :

Objet de la provision	Volume	Montant total	Durée	Montant annuel de la provision
Remplacement des composants électroniques	Toutes les bornes en service	166 500 €	10 ans	16 650 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette proposition.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE*** *de mettre à jour les provisions pour gros entretien, comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget annexe « Mobilité Durable» ;*
- ***DECIDE*** *d'enregistrer 16 650 € de dotations aux provisions sur l'exercice 2024 sur la base des opérations présentées ci-dessus ;*
- ***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.*

GESTION PLURIANNUELLE – AUTORISATION DE PROGRAMMES ET CREDITS DE PAIEMENT (AP/CP)

Le SDEC ÉNERGIE s'est doté d'outils de pilotage et de planification des investissements, encouragé par l'adoption du référentiel budgétaire et comptable M57.

Le dispositif budgétaire des AP/CP a pour objectif :

- De permettre de ne pas faire supporter au budget d'un seul exercice l'intégralité d'une dépense pluriannuelle, mais les seules dépenses à régler au cours de l'exercice ;
- D'afficher une vision politique à moyen terme en déterminant les priorités d'investissement et en contribuant à la prospective budgétaire ;
- De renforcer la fiabilité et la qualité comptable du syndicat.

Le syndicat a mis en place 4 programmes pluriannuels, pour une période de 4 ans, 2023-2026, par délibération du Comité Syndical du 29 juin 2023.

Le Bureau Syndical propose d'ajuster des crédits alloués des programmes, sur la base de l'édition du CFU 2023 :

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Intitulé de la AP/CP	Montant HT en M€					Financeurs principaux
	AP	CP 2023	CP 2024	CP 2025	CP 2026	
Programme de travaux sur les réseaux publics d'électricité dans le cadre du contrat de concession 2018-2048	31 000 000,00	7 556 430,02	7 814 525,00	7 814 525,00	7 814 519.98	Collectivités Etat SDEC ÉNERGIE
Programme de travaux d'effacement des réseaux – partie électrique (Hors PPI 2023/2026)	36 000 000,00	10 578 544,07	8 500 000.00	8 500 000.00	8 421 455.93	
Programme de déploiement d'Infrastructures de Recharge de Véhicules Electriques	6 000 000,00	670 573,39	1 700 000.00	1 850 000.00	1 779 426.61	
Programme d'efficacité énergétique	21 200 000,00	1 215 182,44	6 300 000.00	6 900 000.00	6 784 817.56	
TOTAL	**94 200 000,00**	**20 020 729,92**	**24 314 525,00**	**25 064 525,00**	**24 800 220,08**	

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider ces propositions.

Délibérations d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE*** *de remplacer les dispositions de la délibération du Comité Syndical du 29 juin 2023 relative à la gestion pluriannuelle des investissements - Autorisations de paiement et crédits de paiement (AP/CP) ;*
- ***CONFIRME*** *le principe du recours à la gestion budgétaire pluriannuelle en AP/CP pour le deuxième Programme Pluriannuel d'Investissement du contrat de concession d'électricité, pour la période 2023-2026 ;*
- ***CONFIRME*** *le principe du recours à la gestion budgétaire pluriannuelle en AP/CP pour les travaux d'effacement des réseaux hors effacements finalités B, C ou D, pour la période 2023-2026 ;*
- ***CONFIRME*** *le principe du recours à la gestion budgétaire pluriannuelle en AP/CP pour les Programmes Pluriannuels d'Investissement d'Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques, pour la période 2023-2026 ;*
- ***CONFIRME*** *le principe du recours à la gestion budgétaire pluriannuelle en AP/CP pour le Programme Pluriannuel d'Investissement d'Efficacité énergétique, pour la période 2023-2026 ;*
- ***APPROUVE*** *les nouveaux montants de l'autorisation de programmes et les crédits de paiement tels que présentés dans le tableau ci-dessus ;*
- ***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.*

PROJET

FINANCEMENT DES PARTICIPATIONS DES MEMBRES AUX TRAVAUX 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 est invité à se prononcer sur les 22 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 8 février 2024, proposés en annexe de la note de synthèse explicative, pour les montants suivants :

- Montant total des travaux : 1 233 122,51 € HT
- Montant de la participation communale : 750 946,97 €
  - ➢ Montant des fonds de concours : 749 172,47 €
  - ➢ Montant du solde de fonctionnement : 1 774,50 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette nouvelle liste.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	82	6	88

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** la liste des 22 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour un montant total de 749 172,47 € ;*
- ***DIT** que les fonds de concours seront imputés en recettes d'investissement au chapitre 13 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.*

Départ de Monsieur Gilles DELVAL.

CONTRIBUTIONS ET AIDES FINANCIERES 2024

AIDES FINANCIERES :

Les modalités d'aides pour l'année 2024 sont conformes aux orientations budgétaires actées par délibération du Comité Syndical le 8 février dernier. Elles ont été élaborées sur la base des travaux des commissions et ont été adressées aux membres du Comité Syndical, en annexe de la note de synthèse, jointe à leur convocation.

Elles sont établies, à la fois dans le cadre du projet stratégique du syndicat, des conclusions du Débat d'Orientations Budgétaires et de la mise en œuvre du Programme Pluriannuel d'Investissement.

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Elles s'inscrivent globalement dans la continuité des contributions et aides financières votées pour 2023 avec quelques adaptations portant notamment sur :

1. **Transition énergétique :**

1.1 ACCOMPAGNEMENT A LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Nature	Objet	Coût du service	Aides financières	Modalités
Plan climat air énergie territorial (PCAET)	Appui à l'élaboration d'un plan climat air énergie territorial (diagnostic réglementaire du PCAET ; stratégie et plan d'actions ; dispositif de suivi et d'évaluation ; procédure réglementaire d'approbation)	A titre indicatif : de 30 à 60 000 € selon la taille de la communauté de communes	Décision du bureau syndical sur proposition de la commission transition énergétique	Accompagnement destiné aux EPCI
Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Energétique (PACTE)	Accompagnement à la carte à la mise en œuvre du PCAET ou autre plan d'action de transition énergétique à l'échelle d'un EPCI : • Volet 1 : Impulsion d'actions sur le patrimoine des collectivités • Volet 2 : Contribution aux démarches de planification énergétique et projets territoriaux de l'EPCI • Volet 3 : Sensibilisation des élus, agents et habitants	A évaluer selon le contenu de accompagnement choisi par l'EPCI	Décision du bureau syndical sur proposition de la commission transition énergétique	Accompagnement destiné aux EPCI

1.2 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PATRIMOINE PUBLIC BÂTI : CONSEIL EN ÉNERGIE PARTAGÉ (CEP)*

Nature	Modalités	Objet	Coût du service	Aides financières		
				Communautés de communes Communes A	Communes B1	Communes B2 et C
Niveau 1 : Suivre ses consommations et ses dépenses d'énergies sur son patrimoine bati	Durée de la convention : 4 ans	• Mise à disposition d'un logiciel de gestion et de suivi des consommations d'énergies • Réunion de suivi annuel (aide au repérage des bâtiments à enjeux de rénovation	500 € /an + 50 € / bâtiment /an	40%	60%	80%
Niveau 2 : Élaborer et suivre sa stratégie de rénovation	Nécessite d'intégrer le niveau 1 (sauf logement communal) Durée de la convention : 1 an Dans la limite d'un bâtiment par collectivité et par an	• Prédiagnostic (visite du/des bâtiment(s) à rénover) • Analyse des contrats d'énergies • Réalisation d'un audit énergétique (externalisé) • Définition d'une stratégie de rénovation, Sur la base de l'audit énergétique, élaboration de scénarios de travaux de rénovation globale et chiffrage du coût des travaux associés • Réalisation d'études (selon les besoins) : Enregistrement de température Thermographie infrarouge Diagnostic « Chaufferie » • Aide à la saisie des données sur la plateforme OPERAT (décret tertiaire)	5 500 € / bâtiment			
Niveau 3 (expérimental) : Réaliser ses travaux de rénovation **	Uniquement pour des sites ayant bénéficié du niveau 2 de l'accompagnement Durée de la convention : jusqu'à l'achèvement de l'opération	• Appui à l'obtention des aides financières mobilisables • Maîtrise d'ouvrage des travaux de rénovation (mandat) • Réalisation du marché de maîtrise d'œuvre • Suivi de la réalisation et de l'efficacité des travaux de rénovation en lien avec la maîtrise d'œuvre	5% du coût des travaux (€ HT)			

* La communauté urbaine de Caen la mer propose un accompagnement spécifique pour les communes de son territoire.
** Présentation en commission et sur décision du bureau syndical

1.3 EFFACEMENT DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE

Nature	Objet	Aides financières	Modalités
Etudes	Effacement des consommations d'énergie	100%	Sous réserve de l'obtention du financement EffACTEE/ FNCCR

1.4 FINANCEMENT DES TRAVAUX DE RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

Nature	Objet	Aides financières	Modalités
Aide à la rénovation énergétique des établissements scolaires	Financement des travaux de rénovation énergétique des établissements scolaires qui font l'objet d'un accompagnement spécifique (CEP 2 ou service commun efficacité énergétique de Caen la mer)	30% du coût des travaux éligibles dans la limite de 75 000 €*	Dépôt d'un dossier dans le cadre de l'appel à projet « PROGRES »

* 50 000 € pour les collectivités de la communauté urbaine Caen la mer
Des aides à la rénovation énergétique des logements privés et communaux à caractère social sont par ailleurs accordées et explicitées en partie 1.7 « Lutte contre la précarité énergétique ».

1.5 ÉTUDES DE FAISABILITÉ ÉNERGIES RENOUVELABLES

Nature	Objet	Coût	Aides financières			Modalités
			Communautés de communes Communes A	Communes B1	Communes B2 et C	
Réalisation d'une note d'opportunité sur la production d'électricité photovoltaïque	Étude réalisée par les services du SDEC ÉNERGIE (sous réserve d'obtention des éléments techniques nécessaires : plans de toiture, diagnostic amiante, facture d'énergie, etc...)	1 400 €	100 %			Dans la limite de 1/an
Réalisation d'une note d'opportunité sur la production de bois énergie			100 %			Dans la limite de 1/an
Étude de faisabilité ENR (photovoltaïque en vente totale ou autoconsommation, solaire thermique, bois énergie ou géothermie) pour un bâtiment ou un site	Étude réalisée par un bureau d'études spécialisé retenue par la collectivité	Variable selon le projet	30% sur la part restant à la charge de la collectivité Plafond 5 000 €			

1.7 SENSIBILISATION À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : MAISON DE L'ÉNERGIE maisondelenergie.fr

Nature	Objet	Modalités	Coût du service	Aides financières
Animations scolaires	Escape game pédagogique « Mission énergie » et réalisation d'ateliers scientifiques à partir du CM1 Animations en classe en lien avec la rénovation d'une école	Animations réalisées à la Maison de l'Énergie, au sein des locaux du SDEC ÉNERGIE en format journée (escape game + ateliers scientifiques) ou demi-journée (escape game seul) Animations réservées aux écoles lauréates de l'appel à projet PROGRES	Variable en fonction de l'animation proposée	100%
Prêt des expositions nomades	Prêt d'une exposition nomade avec formation des animateurs locaux et mise à disposition de moyens d'animation pour les temps forts	2 animations assurées par le SDEC ÉNERGIE + 1 journée de formation d'animateurs. Coûts de transport à la charge de la collectivité.		
Ateliers d'information et partage d'expérience	Organisation d'ateliers de la « Fabrique Énergétique » en lien avec la transition énergétique	Ateliers réalisés au sein de l'espace « Fabrique Énergétique » de la Maison de l'Énergie ou sur le terrain (visites de sites). Ateliers ouverts à toutes les collectivités du département (élus et agents).		

1.8 LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

Nature	Objet	Aides financières Montant de la contribution décidée par le bureau syndical sur proposition de la commission « Relations aux Usagers et Précarité énergétique »	Modalités
Aides au règlement des impayés d'énergies	Dans le cadre du fonds solidarité énergie (FSE) pour lequel le SDEC ÉNERGIE est contributeur • Pour les personnes domiciliées dans le département du Calvados et dont les ressources ne dépassent pas le RSA+100% • Pour toutes les énergies et factures de tout fournisseur • Selon le règlement intérieur défini par le conseil départemental	Aide plafonnée à 400 € par an	Suivant la décision de la circonscription d'action sociale du Conseil Départemental (après étude au cas par cas des dossiers)
	Dans le cadre de partenariats avec des associations caritatives		Suivant les critères définis par les associations caritatives
Aide à la rénovation énergétique des logements communaux à caractère social*	Financement des travaux de rénovation énergétique des logements communaux à destination de ménages vulnérables menés dans le cadre d'une Maitrise d'Ouvrage Communale ou d'un Bail à réhabilitation. Les travaux doivent permettre d'atteindre à minima une étiquette énergétique finale D. La commune doit s'engager à pratiquer un loyer « social » et à louer à des ménages dont les ressources correspondent au barème PLUS (Prêt locatif à usage social), pour une durée minimale de 5 ans à compter de la date de première location.	Communes B et C 30% de la subvention d'équilibre de la collectivité dans la limite de 5 000 €/logement. L'aide pourra être majorée pour des logements qui atteindront une performance énergétique Type BBC Rénovation	Étude au cas par cas des dossiers, sur décision du bureau syndical
Aide à la rénovation énergétique des logements privés	Financement des travaux de rénovation qui contribuent à prévenir et traiter des situations de précarité énergétique. La demande d'aide est effectuée par un accompagnateur rénov (MAR)** • Ayant conventionné avec le SDEC ÉNERGIE • Prestataire d'un ménage propriétaire ou en accession dont les ressources correspondent au plafond de l'ANAH à destination des foyers très modestes et modestes	Aide plafonnée à 2 000€ Le montant est déterminé au regard de l'urgence sociale et des performances énergétiques atteintes après travaux	Étude au cas par cas des dossiers, sur décision du bureau syndical

* Dans le cas d'un projet relatif à la rénovation d'un ensemble de logements, l'aide pourra être dégressive.
** Mon Accompagnateur Renov (MAR) : professionnels ayant obtenu l'agrément délivré par l'État.

2. Production d'énergies renouvelables :

2.1 PHOTOVOLTAÏQUE

Nature		Objet	Modalités de calcul du forfait	Modalités
Forfait d'exploitation d'une installation de production d'électricité photovoltaïque en toiture	Sans autoconsommation	Le forfait couvre les opérations d'exploitation courantes (frais d'accès au réseau ; maintenance préventive et curative ; remplacement des matériels en cas de panne ; nettoyage des panneaux si nécessaire, supervision et assurance des installations)	26,50 €* / kilowatt crête (kWc)	Dans le cadre d'un transfert de la compétence énergies renouvelables
	Avec autoconsommation		Décision du bureau syndical sur proposition de la commission transition énergétique	

* Le montant du forfait d'exploitation fait l'objet d'une adaptation validée par le bureau syndical, dans les cas où la collectivité reste titulaire du contrat d'achat de l'électricité produite.
A noter : les frais d'accès au réseau ne sont pas inclus dans le forfait en cas d'auto consommation

2.2 CHAUFFERIE BOIS

Nature	Objet	Contenu	Coûts	Modalités
Forfait de maintenance d'une chaufferie bois	Pour les chaufferies granulés bois	La part fixe couvre le temps homme nécessaire au suivi de l'exploitation. La part variable couvre les opérations d'exploitation courantes de la chaufferie (contrôle de l'approvisionnement (si transféré), contrôle régulier ; télésurveillance, décendrage, petit dépannage ; intervention en cas de panne ; ramonage des tubes de fumée, nettoyage et ramonage de l'intérieur de la chaudière). Les coûts d'approvisionnement en combustible ne sont pas compris dans le forfait. Le renouvellement de gros matériel n'est pas compris dans le forfait de maintenance et sera facturé à la collectivité sur devis.	Part fixe : 260 €/an Part variable : répercutée à l'euro près	Dans le cadre d'un transfert de la compétence énergies renouvelables
	Pour les chaufferies bois plaquettes		Part fixe : 515 €/an + 2€/kW bois/an Part variable : répercutée à l'euro près	

3. **Electricité :**

3.5 RACCORDEMENT AU RÉSEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ - projet privé

Le détail du barème de raccordement au réseau public d'électricité est disponible sur sdec-energie.fr.

Nature	Bénéficiaire	Taux maximum Aides financières (1)		
		Communes B1	Communes B2	Communes C
Le coût du branchement est toujours entièrement à la charge du bénéficiaire	Aménageur, particulier hors activité économique	40%	40%	40%

(1) L'aide financière apportée par le SDEC ÉNERGIE correspond à la contribution financée par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics Electricité (TURPE) sous forme d'un taux de réfaction au coût HT des travaux (PCT) actuellement de 40% pour les raccordements en soutirage et injection (modulation de la PCT en fonction de la puissance).

4. **Gaz :** sans changement.

5. **Eclairage public :**

5.6 MAINTENANCE DES INSTALLATIONS*

Forfait basé sur l'âge des réseaux **	Objet		Forfait annuel
Visite annuelle d'entretien préventif / Renouvellement périodique des sources lumineuses / Dépannages et réparations / Interventions de mise en sécurité / Adaptation des heures de fonctionnement à la demande de la collectivité membre lors de la visite annuelle / Cartographie et suivi du patrimoine / Réponses aux DT et DICT / Exécution de travaux sur les ouvrages / Surveillance et vérification des installations / Avis techniques sur tous les projets / Intégration de nouvelles installations réalisées par des tiers / Rapport annuel d'exploitation / Accès Internet	les 2 premières années		10,60 €
	2, 3, 4 ans		25,30 €
	de 5 à 9 ans		29,60 €
	de 10 à 19 ans		33,70 €
	de 20 à 24 ans		38,00 €
	de 25 à 29 ans		42,20 €
	supérieur à 30 ans		46,40 €
Gestion des dommages causés aux biens / Géolocalisation de classe A des ouvrages existants / Paiement des consommations d'électricité	Balisage et mise en valeur par la lumière de faible puissance (< 40 watts)	inférieur à 25 ans	18,50 €
		supérieur ou égal à 25 ans	29,90 €

Forfait basé sur le type de lampe ***	Objet	Forfait annuel
Visite annuelle d'entretien préventif / Renouvellement périodique des sources lumineuses / Dépannages et réparations / Interventions de mise en sécurité / Adaptation des heures de fonctionnement à la demande de la collectivité membre lors de la visite annuelle / Cartographie et suivi du patrimoine / Réponses aux DT et DICT / Exécution de travaux sur les ouvrages / Surveillance et vérification des installations / Avis techniques sur tous les projets / Intégration de nouvelles installations réalisées par des tiers / Rapport annuel d'exploitation / Accès Internet / Gestion des dommages causés aux biens / Géolocalisation de classe A des ouvrages existants / Paiement des consommations d'électricité	Foyer de faible puissance ≤ 40 Watts	18,50 €
	Foyer équipé de leds quelle que soit la puissance	27,10 €
	Foyer lumineux à ballon fluorescent	37,40 €
	Foyer à lampes sodium, iodure et autres sources	33,40 €
	Foyer spéciaux : hauteur > 18 m et lampe ≥ 1 000 Watts	44,30 €

* Pour le détail de l'exercice de la compétence, se reporter à la brochure « Conditions techniques, administratives et financières de la compétence Éclairage ».
** Délibération du comité syndical du 17 décembre 2020 fixant la liste des communes concernées
*** Sauf disposition particulière, ce forfait a vocation à ne plus être appliqué à partir du 1er janvier 2025.

5.6 MAINTENANCE DES INSTALLATIONS (suite)*

Options	Objet		Forfait annuel par foyer **
Visite au sol	En complément de la visite annuelle préventive, la collectivité peut solliciter une ou plusieurs visites intermédiaires au sol. Ces visites sont effectuées en régime établi.		0,70 €
Nettoyage supplémentaire	Un nettoyage supplémentaire à la visite annuelle préventive peut être assuré à la demande de la collectivité		12,80 €
Changement des heures de fonctionnement	Gratuit si fait au cours de la visite annuelle d'entretien préventif		59,50 € (1ère armoire) 8,70 € (par armoire supplémentaire)
Éclairage festif	• Vérification technique • Pose et dépose des motifs non fournis par le SDEC ÉNERGIE • Dépannage éventuel	Motif avec armature posé sur mât, poteau ou façade sur dispositif d'accrochage existant ou à réaliser	65,00 €
		Motif en traversée de rue ou en portée entre supports, quelle que soit la nature des supports et quelle que soit la longueur de la portée, y compris le câble de soutien et sur dispositif d'accrochage à réaliser	160,0 €
		Motif ou guirlande d'illumination dans un arbre, quelle que soit la longueur de la guirlande	112,40 €
		Guirlande d'illumination ou rideau lumineux en linéaire sur façade, par tronçon de 10 mètres	97,30 €
100% lumière	• Cette option porte sur l'ensemble des appareils et permet le rétablissement du fonctionnement de l'éclairage public en cas d'accident, de défaut subit mettant en cause la sécurité des personnes ou des biens, de constat de l'exploitant que l'appareil n'est pas réparable et provoque une dégradation dans le fonctionnement des installations à l'exclusion du remplacement des matériels consécutifs à ces incidents atmosphériques exceptionnels. • Le remplacement s'effectue par le même matériel ou un matériel équivalent, à défaut par un matériel provisoire permettant le maintien du fonctionnement de l'éclairage public en attendant les travaux définitifs. La décision d'engager ces travaux est de la responsabilité du SDEC ÉNERGIE qui en effectue le règlement à l'entreprise. • L'option est préconisée aux collectivités possédant au minimum 80 foyers lumineux. Les travaux engagés et payés par le SDEC ÉNERGIE sont limités à la contribution de la collectivité membre pour cette option majorée de l'aide du SDEC ÉNERGIE. • Cette option est choisie pour une durée minimale de 3 ans.		• Villes A : 15,30 € net par foyer donnant droit à 22,95 € TTC de travaux (aide de 20%) • Communes B1 : 10,20 € net par foyer donnant droit à 16,32 € TTC de travaux (aide de 25%) • Communes B2 et C : 10,20 € net par foyer donnant droit à 17,50 € TTC de travaux (aide de 30%)
Visite d'entretien préventif / Dépannages et réparations / Interventions de mise en sécurité / Cartographie et suivi du patrimoine / Exécution de travaux sur les ouvrages / Surveillance et vérification des installations / Avis techniques sur tous les projets / Accès Internet / Gestion des dommages causés aux biens / Géolocalisation de classe A des ouvrages existants / y compris frais de communication.	Entretien vidéo protection, panneau à messages variables, radar pédagogique		53,60 € (caméra, radar pédagogique) 94,10 € (PMV posé avant septembre 2021) 219,60 € (PMV posé après septembre 2021)

* Pour le détail de l'exercice de la compétence, se reporter à la brochure « Conditions techniques, administratives et financières de la compétence Éclairage »
** Dans l'hypothèse de réparations nécessaires, si l'estimation des réparations s'avère trop onéreuse, le SDEC ÉNERGIE réalisera avec la collectivité un constat contradictoire pour décider de la suite à donner.

6. **Signalisation lumineuse :**

6.1 TRAVAUX

Nature	Objet	Aides financières		
		Communes A	Communes B1	Communes B2 et C
• Création • Renouvellement • Étude de comptage • Mise aux normes PMR • Autres travaux d'investissement	Toute dépense d'investissement hors aides spécifiques ci-dessous	20% Aide plafonnée à 5 000 € par carrefour	25% Aide plafonnée à 7 500 € par carrefour	30% Aide plafonnée à 10 000 € par carrefour
	Équipement d'un carrefour en tout leds (y compris armoire, contrôleur)	40%	60%	80%
	Système de télésurveillance *	100%		

* Sous réserve des capacités du contrôleur

6.2 MAINTENANCE DES INSTALLATIONS*

Nature	Objet		Forfait annuel
Forfait annuel de base	• Deux visites annuelles d'entretien préventif • Renouvellement périodique des sources lumineuses • Dépannages et réparation • Intervention de mise en sécurité • Adaptation des heures de fonctionnement • Avis technique sur les projets	Feu principal	109,30 €
		Répétiteur trafic, signal piéton complémentaire ou isolé, poteau ou potelet	53,60 €
		Potence	117,10 €
		Armoire	211,90 €
Forfait carrefour tout leds	Même prestation que le forfait de base sauf le renouvellement périodique des sources lumineuses	Feu principal	100,80 €
		Répétiteur trafic, signal piéton complémentaire ou isolé, poteau ou potelet	49,40 €
		Potence	108,00 €
		Armoire	205,80 €

7. **Système d'information géographique :** sans changement.

8. Mobilité durable :

Déploiement des bornes de recharge électriques pour véhicules électriques

Nature	Dépenses éligibles	Modalités	Aides financières	Modalités
Fourniture et pose d'une borne de recharge pour véhicules électriques, raccordement et aménagement des places de recharges	Fourniture et pose de la borne, raccordement et aménagement des places de recharges	Dans le cadre du schéma directeur IRVE (SDIRVE*)	100%	Dans le cadre du transfert de la compétence « infrastructures de charge »
		Demande de modification du SDIRVE* par une collectivité (puissance, emplacement, nombre de bornes)	L'aide du syndicat est validée par le bureau syndical sur proposition de la commission « Mobilités bas carbone »	

Déploiement des autres infrastructures

Nature	Dépenses éligibles	Modalités	Aides financières	Modalités
Fourniture et pose d'une station hydrogène	Fourniture et pose de la station, raccordement et aménagement des places de recharges	Dans le cadre du schéma départemental*	100%	Dans le cadre du transfert de la compétence « infrastructure de charge »
		À la demande de la collectivité	20%	
Fourniture et pose d'une borne de recharge pour vélos électriques	Fourniture et pose de la station, raccordement et aménagement	À la demande de la collectivité	20%	

*Le schéma départemental se compose de 5 stations hydrogènes

Autres travaux

Nature	Dépenses éligibles	Modalités	Aides financières	Modalités
Travaux sur une borne de recharge pour véhicules électriques	Déplacement de la borne ou des places de recharges, aménagement PMR, suppression de la borne ou ajout de détection de présence	À la demande du SDEC ÉNERGIE	100%	Dans le cadre du transfert de la compétence « infrastructure de charge »
		À la demande de la collectivité	20%	
Travaux nécessaires à l'intégration d'infrastructure de charge existante dans le réseau géré par le SDEC ÉNERGIE (mise aux normes, interopérabilité, monétique, ...)	L'aide du syndicat est validée par le bureau syndical sur proposition de la commission « mobilités bas carbone »			

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider les contributions et aides financières 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	81	6	87

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***ADOPTE** les contributions et aides financières 2024, telles que détaillées en séance ;*
- ***DIT** que ces aides et contributions, applicables à compter de la date de notification de la présente délibération, le resteront, jusqu'à la notification de la prochaine délibération du Comité Syndical portant sur l'année 2025 ;*
- ***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.*

DECOMPTE DES PRESENTS POUR LES VOTES D'INTERETS SPECIFIQUES

Madame la Présidente annonce l'état des présents pour les votes d'intérêts spécifiques :

A l'ouverture de la séance :	Votes d'intérêts spécifiques			
	Eclairage Public	Signalisation Lumineuse	IRVE	Gaz
Représentants	152	80	144	144
Représentants en exercice*	150	79	142	142
Quorum atteint à partir de	76	40	72	72
Présents	81	43	74	74
Pouvoirs	6	2	6	6
Total des votants	87	45	80	80

** Suite à la démission de M. Patrick JEANNENEZ, du Conseil Communautaire de Caen la mer et de son mandat de représentant au Comité Syndical et de M. Gaëtan GERVAISE du Conseil Municipal de Esquay-sur-Seulles (Collège de Bayeux Intercom).*

MODALITES DE REVERSEMENT DE LA TICFE

La réforme de la TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité) au 1er janvier 2023, se caractérise par :

- La fusion des différentes taxes d'électricité existantes (TCCFE, TDCFE) ;
- La gestion de cette taxe, qui était confiée aux collectivités territoriales, est maintenant prise en charge par les services de l'Etat (Préfecture et DDFiP) ;
- Le versement du produit de la taxe par les fournisseurs d'énergie après envoi de la déclaration trimestrielle intervenait tous les trimestres. La réforme institue un versement mensuel de l'avance aux collectivités territoriales bénéficiaires par les Finances publiques.

Cette réforme pose la problématique du reversement de la TICFE :

- Perception de la taxe directement par les services de l'Etat qui se charge de régler le syndicat des sommes dues. A noter que l'annexe de la notification préfectorale indique le montant de la TICFE par commune en prenant compte de l'ensemble des quantités d'électricité fournies sur le territoire y compris celles des sites raccordés sous une puissance supérieure à 250 kVA. Jusqu'en 2022, les données transmises par les fournisseurs d'énergie au syndicat portaient uniquement sur les volumes consommés et les montants correspondants pour des puissances inférieures à 250 kVA.
- Les données transmises ne permettent plus d'identifier les volumes consommés par puissance souscrite et par commune.
- L'absence de pièces justificatives (les déclarations trimestrielles des fournisseurs d'énergie) supprime toute possibilité d'analyse et de suivi des données par commune.

Les conséquences de cette réforme se situent à différents niveaux :

- La mission de contrôle jusque-là exercée par les collectivités des quantités et des montants indiqués par fournisseurs d'électricité disparait.
- Le changement de méthode de perception de la TICFE modifie parfois considérablement les données par commune, ce qui rend incohérent toute comparaison entre les données TCCFE gérées par les collectivités territoriales et les données TICFE gérées par les services de l'Etat.

PROJET

En 2023, pour un montant de taxe perçue de 14 599 749.24 € ; la part reversée aux communes B1 était de 1 846 027.09 €.

En fonction des possibilités offertes par l'Etat, et avec l'objectif de maintenir l'équilibre financier du reversement entre les communes tel qu'il existe aujourd'hui, il est proposé d'adopter la formule de calcul suivante :

- reversement 2022 (mandaté en 2023 par commune) X [le taux d'évolution de l'indice des prix à la consommation +taux lié aux frais de gestion (préconisé par l'Etat)] X le taux de reversement inscrit dans les délibérations concordantes

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de retenir la méthode de calcul du reversement de la TICFE, avec prise d'effet au 1er janvier 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	81	6	87

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** d'appliquer la méthode de calcul de reversement de la TICFE présentée ci-dessus, à compter du 1er janvier 2024 ;*
- ***DIT** que la dépense sera imputée au chapitre 014 à l'article 73981 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.*

DUREE D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS

Il est rappelé que le Comité Syndical du 29 juin 2023 a délibéré pour fixer les durées d'amortissement des immobilisations en propriété du syndicat rattachées au budget principal et aux deux budgets annexes « Energies renouvelables » et « Mobilité durable ».

Les immobilisations concernent l'exercice des compétences statutaires notamment des réseaux d'électricité, de l'éclairage public, des panneaux photovoltaïques, des réseaux techniques de chaleur, des installations de bornes de recharge, des installations générales et agencements, des matériels bureautiques et informatiques …

Il convient d'actualiser deux des trois tableaux de durée d'amortissement pour prendre en compte les dernières évolutions budgétaires.

Les propositions de mise à jour des tableaux sont mentionnées en bleu.

2024-02/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

➢ **Budget annexe « Energies Renouvelables » - Instruction budgétaire et comptable M4 :**

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2138	28138	Autres constructions - Réseau de chaleur	30
2153	28153	Installations à caractère spécifique - Panneaux photovoltaïques	20
21753	281753	Installations à caractère spécifique mis à disposition – Panneaux photovoltaïques	20

➢ **Budget annexe « Mobilité Durable » - Instruction budgétaire et comptable M4 :**

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2153	28153	Installations à caractère spécifique - Infrastructures de recharge pour véhicules électriques	15
2153	28153	Installations à caractère spécifique - stations de recharge d'hydrogène	15
21753	281753	Installations à caractère spécifique mis à disposition	10
2188	28188	Autres immobilisations corporelles	5

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose ces actualisations au Comité Syndical.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	81	6	87

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** de remplacer les dispositions de la délibération n°2023-03-CS-DB-10 du 29 juin 2023 portant sur les durées d'amortissements des immobilisations, comme précisé ci-dessus ;*
- ***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.*

PROJET

CONDITIONS D'EXERCICE DES COMPETENCES OPTIONNELLES

CONDITIONS D'EXERCICE DE LA COMPETENCE « ECLAIRAGE PUBLIC »

Pour l'essentiel, les modifications des conditions administratives, techniques et financières de la compétence « Eclairage Public » portent sur l'adaptation au marché 2024-2027 :

- Art. 4 : Dans les travaux bénéficiant de participation financière du SDEC ÉNERGIE : Suppression des références aux contrôles de la luminance et de l'éclairement,
- Art. 7 : Modification de la prestation de la visite préventive d'expertise, intégration des radars pédagogiques et suppression des références à la sonorisation,
- Art. 8 : Intégration du remplacement systématique des drivers LED,
- Art. 22 : Procédure liée à un évènement climatique : une proposition de travaux est transmise vers la collectivité et fera l'objet d'une aide du SDEC ÉNERGIE.

Le document mis à jour a été joint en annexe de la note de synthèse adressée aux membres du Comité Syndical avec leur convocation. Les adaptations par rapport à 2023 y sont surlignées en jaune.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de se prononcer sur ces propositions.

➔ **Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « Eclairage Public » (EP) :**

REPRESENTANTS COMPETENCE EP	REPRESENTANTS COMPETENCE EP EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	150	87	81	6

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***ADOPTE** les conditions techniques, administratives et financières visant l'exercice de la compétence « Eclairage Public » ;*
- ***DIT** que ces conditions techniques, administratives et financières applicables à compter de la date de notification de la présente délibération, le resteront, jusqu'à la notification de la prochaine délibération du Comité Syndical sur cette thématique ;*
- ***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.*

CONDITIONS D'EXERCICE DE LA COMPETENCE « SIGNALISATION LUMINEUSE »

Pour l'essentiel, les modifications des conditions administratives, techniques et financières de la compétence « Signalisation Lumineuse » portent sur l'adaptation au marché 2024-2027 :

- Art. 6 : Modification de la prestation de la visite préventive d'inspection et d'expertise.
- Art. 18 : Procédure liée à un évènement climatique : une proposition de travaux est transmise vers la collectivité et fera l'objet d'une aide du SDEC ÉNERGIE.

Le document mis à jour a été joint en annexe de la note de synthèse adressée aux membres du Comité Syndical avec leur convocation. Les adaptations par rapport à 2022 y sont surlignées en jaune.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de se prononcer sur ces propositions.

➔ **Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « Signalisation Lumineuse » (SL) :**

REPRESENTANTS COMPETENCE SL	REPRESENTANTS COMPETENCE SL EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
80	79	43	2	45

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***ADOPTE** les conditions techniques, administratives et financières visant l'exercice de la compétence « Signalisation Lumineuse » ;*
- ***DIT** que ces conditions techniques, administratives et financières applicables à compter de la date de notification de la présente délibération, le resteront, jusqu'à la notification de la prochaine délibération du Comité Syndical sur cette thématique ;*
- ***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.*

CONDITIONS D'EXERCICE DE LA COMPETENCE « IRVE »

L'actualisation des conditions administratives, techniques et financières de la compétence « infrastructures de charge pour véhicules électriques » porte essentiellement sur la modification de la tarification Mobisdec :

- Adaptation de la tarification sur tous les paliers de puissance pour tenir compte de l'augmentation du prix de l'électricité ;
- Non facturation de la période d'immobilisation la nuit entre 24h00 et 07h00 ;
- Modification du principe de facturation → passage d'une facturation (€) à la minute au kwh.

La commission « Mobilités bas carbone » a étudié l'évolution de la grille tarifaire en fonction des puissances de recharges. Après plusieurs simulations financières, et en prenant en compte l'évolution du coût de l'énergie, le Bureau Syndical propose de faire évoluer les prix de la manière suivante :

2023

Puissance mini (KVa)	Puissance max (KVa)	€ / min	Correspondance en € / kWh
≤	4	0,015	0,36
4	8	0,045	0,42
8	15	0,075	0,41
15	30	0,135	0,43
30	55	0,310	0,46
55	≥	0,90	0,86
Majoration / voiture ventouse		0,20	

Proposition 2024

Type de bornes	Prix
Borne lente 7 KVA	0,40 €/kWh
Borne normale 22/25 KVA	0,45 €/kWh
Borne rapide 50 KVA	0,50 €/kWh
Borne rapide 100 KVA	0,55 €/kWh
Borne rapide 150 KVA et plus	0,60 €/kWh
Majoration / voiture ventouse	0.20 €/min

Le document mis à jour a été joint en annexe de la note de synthèse adressée aux membres du Bureau Syndical avec leur convocation. Les adaptations par rapport à 2023 y sont surlignées en jaune.

PROJET

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de se prononcer sur ces propositions.

➔ **Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « IRVE » :**

REPRESENTANTS COMPETENCE IRVE	REPRESENTANTS COMPETENCE IRVE EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	142	74	6	80

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** les conditions techniques, administratives et financières visant l'exercice de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques » (IRVE), dont la tarification et les Conditions Générales d'Utilisation (CGU) associées, jointes en annexes, applicables au 1er juin 2024 ;*
- ***DIT** que ces conditions techniques, administratives et financières applicables à compter du 1er juin 2024, le resteront, jusqu'à la notification de la prochaine délibération du Comité Syndical sur cette thématique ;*
- ***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.*

CONCESSIONS GAZ

AVENANT N°8 A LA CONVENTION DE CONCESSION 2028 – ANTARGAZ ENERGIES

Il est rappelé que le SDEC ÉNERGIE et ANTARGAZ ENERGIES ont conclu le 3 juillet 2023 un avenant n°7 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz conclue le 26 décembre 2008 avec ANTARGAZ ENERGIES.

Aux termes de cet avenant, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à financer une extension de réseau sur la commune de Grainville-sur-Odon de 926 m afin de raccorder une installation de biométhane située à Seulline à l'exutoire de Caen. Les travaux de réalisation de l'installation de production de biométhane de Seulline ayant pris du retard et n'ayant pu démarrer avant le 31 décembre 2023, cet avenant est caduc selon les termes de l'article 8 de l'avenant n°7.

GRDF, par courrier en date du 29 janvier 2024, a indiqué qu'un autre projet situé sur la commune de Landes-sur-Ajon nécessitait la mise en œuvre d'un maillage vers la zone de consommations de Caen.

Le Bureau Syndical propose de conclure un nouvel avenant ayant le même objet que le précédent, à savoir :

- de décrire les ouvrages d'extension devant être réalisés par le Concessionnaire ainsi que son tracé ;
- de définir les conditions dans lesquelles l'Autorité concédante contribue au financement desdits ouvrages ;
- de préciser le régime juridique applicable aux ouvrages à réaliser.

Ce projet d'avenant n°8, joint en annexe de la note de synthèse explicative, a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 12 mars 2024, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver l'avenant proposé.

➔ **Délibération d'intérêt spécifique à la compétence Gaz :**

REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ	REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	142	74	6	80

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** le contenu de l'avenant n° 8 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz signée le 26 décembre 2008 avec ANTARGAZ ENERGIES ;*
- ***DIT** que la dépense est inscrite au chapitre 20 article 204 148 22 du budget principal 2024 du SDEC ÉNERGIE ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ledit avenant ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

TRANSITION ENERGETIQUE

CREATION DE LA SAS SOLISDEC

Conformément au plan stratégique du Syndicat et afin de répondre aux objectifs de production d'énergie renouvelable des PCAET et à l'obligation de solarisation des parkings de plus de 1500 m² issues de la loi APER, mais aussi pour réduire la facture énergétique des collectivités, le SDEC ÉNERGIE souhaite participer à la création d'une société de projet se positionnant comme tiers-investissement pour réaliser des ombrières photovoltaïques sur le foncier des communes avec l'objectif d'expérimenter l'autoconsommation collective de l'électricité produite.

Pour cela, le syndicat propose de s'associer à SYS CO, filiale à 100% de la société SEE YOU SUN (spécialisée dans le développement, la construction et l'exploitation d'ombrières photovoltaïques), et au fonds d'investissement citoyen d'envergure nationale, ENERGIE PARTAGEE INVESTISSEMENT pour créer la société de projet SoliSDEC.

Cette société aurait pour objet, dans le département du Calvados :

- L'acquisition, l'étude, l'ingénierie, le développement, le financement, la construction et l'exploitation de centrales de production d'énergie électrique à base d'énergie solaire,
- La commercialisation de l'électricité produite par ces centrales,
- La réalisation de toutes les opérations qui sont compatibles avec cet objet, s'y rapportant et contribuant à sa réalisation.

Le capital de la société s'élève à 5 000 €, réparti comme suit :

SYS CO	51 %
SDEC ÉNERGIE	25 %
Energie Partagée Investissement	24 %

Le siège social est fixé au siège social de SEE YOU SUN : 4 Avenue des Peupliers – Bâtiment I – 35510 CESSON-SEVIGNE.

PROJET

Une grappe prévisionnelle de projets de centrales photovoltaïques en ombrières sur des parkings appartenant à des communes du Calvados a d'ores et déjà été identifiée :

Commune propriétaire	Site	Puissance (kWc)
Villers-sur-Mer	Parking Paléospace	302
Falaise	Parking du complexe sportif	167
Dozulé	Parking de l'école maternelle Silly	260
Les Monts-d'Aunay	Parking place du Marché	344
Thury-Harcourt-le-Hom	Parking salle Gringore	332
Fleury sur Orne	Parking Château d'eau et terrain de tennis	499
Vire-Normandie	Parking Vaudry	254
TOTAL		2 158

- **Gouvernance :**

L'assemblée générale des associés sera composée d'un représentant par associé.

Pour le SDEC ÉNERGIE : un représentant et un suppléant sont à désigner par le Comité Syndical. Messieurs Adberrahman BOUJRAD et Jean-Luc GUILLOUARD se portent respectivement candidats pour endosser le rôle de représentant et de suppléant.

Le Président de la société See You Sun assurera la présidence de la société SoliSDEC.

Le comité de direction sera composé de 4 membres désignés à l'unanimité des associés, comme suit :

- 2 membres représentant See You Sun : François GUERIN et Kevin AUBRY,
- 1 membre représentant le SDEC ÉNERGIE : à désigner par le comité syndical, au sein du personnel du syndicat, si le comité est favorable à la création de la société de projet,
- 1 membre représentant Energie Partagée Investissement : Erwan BOUMARD.

Les décisions de l'assemblée générale des associés seront prises dans le respect des règles suivantes :

Décision	Quorum et majorité requis
Inaliénabilité temporaire des actions.	Quorum : associés présents ou représentés possèdent au moins les ¾ des actions ayant le droit de vote. **Unanimité**
Transformation de la société en société en nom collectif, en société civile ou en toute autre forme sociale ou groupement entraînant une obligation indéfinie (solidaire ou conjointe) des associés au titre des dettes sociales	
Augmentation de l'engagement des associés.	
Fusion absorption de la société par une société étrangère.	
Changement de nationalité de la société.	
Adoption de la variabilité du capital social.	
Désignation des membres du Comité de Direction.	
Toutes autres décisions collectives (nomination et révocation du Président, nomination du membre du Comité de Direction, modifications des statuts, dissolution, décision de rachat d'actions de la société, suppression du droit préférentiel de souscription, approbation des comptes annuels et affectation du résultat, nomination du commissaire aux comptes, examen des conventions réglementées etc.).	Quorum : associés présents ou représentés possèdent au moins les ¾ des actions ayant le droit de vote. **Majorité simple des associés présents ou représentés**

Pour ce qui concerne le comité de direction, ses décisions seront prises à l'unanimité des membres présents ou représentés :

- Choix d'orientation de l'activité de la Société ;
- Proposition relative à la nomination et révocation du Président ;
- Validation du budget annuel ou actualisation du plan d'affaires ;
- Cession d'actifs ou d'investissements, investissement et acquisition, conclusion des contrats d'exploitation de la Société non prévus au budget annuel ;
- Souscription, renouvellement, résiliation de tout contrat ou autorisation indispensable à l'exploitation de la Société ainsi qu'à la valorisation de l'énergie produite par les installations appartenant à la Société (achat, vente en autoconsommation, création de la PMO, etc.) ;
- Etc…

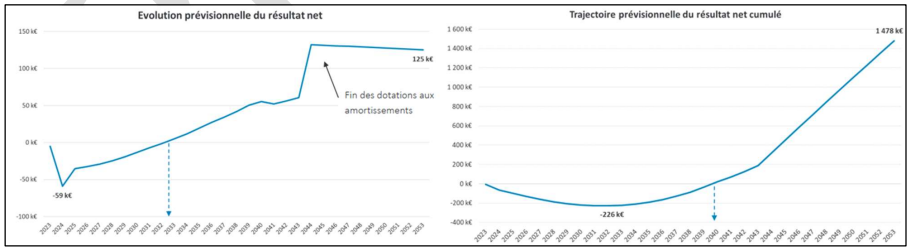
- **Plan d'affaires :**

Le besoin de financement, qui s'élève à 2 924 k€, pourrait s'obtenir de la manière suivante :

	SYS Co	SDEC ÉNERGIE	Energie Partagée Investissement	Banque	TOTAL
Capital	2,55 k€	1,25 k€	1,2 k€		5 k€
Avances en comptes courants d'associés	260,61 k€	127,75 k€	122,64 k€		511k€
Emprunt bancaire				2 408 k€	2 408 k€
TOTAL	**263,16 k€**	**129 k€**	**123,84 k€**	**2 408 k€**	**2 924 k€**

En considérant un rendement des installations P75 (correspond à une hypothèse de travail qui prend en compte un niveau de production qui devrait être dépassé avec une probabilité de 75 % ; ce qui correspond à un scénario plutôt prudent) :

- Chiffre d'affaires moyen : 290k€/an les 20 premières années, puis 235k€ jusqu'à la 30ème année,
- Dépenses d'exploitation moyennes : 60k€/an.



Le résultat net annuel de la SAS est déficitaire jusqu'en 2032, et le résultat net cumulé jusqu'en 2041. Cette situation n'appelle toutefois pas de remarque particulière : les sociétés qui se créent sont souvent déficitaires au démarrage et le scénario P75 est raisonnablement prudent.

PROJET

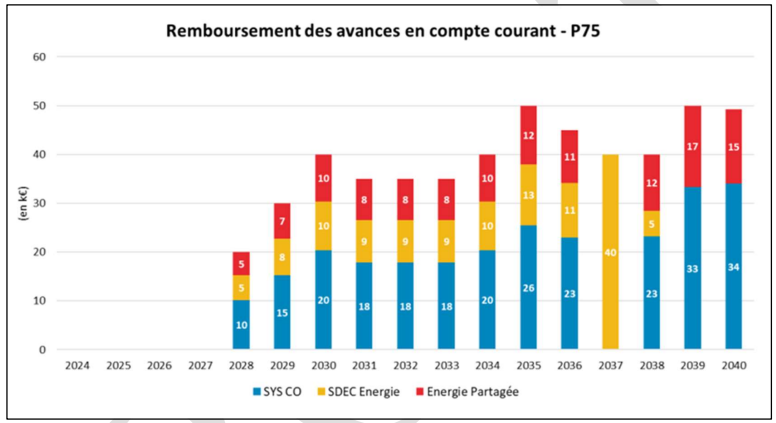
S'agissant des comptes courants d'associés (CCA) :

- Remboursement sur 14 ans (car pour une collectivité, comme le SDEC ENERGIE, les avances en CCA sont limitées à 7 ans / renouvelables 1 fois),
- Rémunération au taux de 7 %,
- Plafonnement des avances en CCA du SDEC ÉNERGIE prévu dans le pacte d'associés.

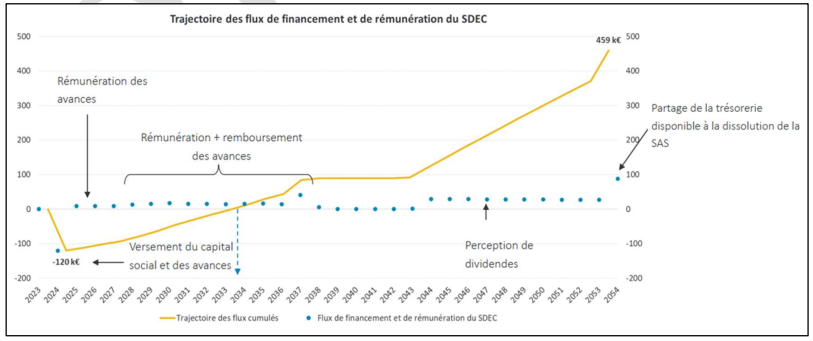
L'échéancier des remboursements des avances est établi de manière équilibrée entre les trois actionnaires et proportionnellement à leur participation respective au sein de la SAS.

L'obligation légale de rembourser intégralement les avances du SDEC ÉNERGIE dans un délai maximal de 14 années justifie le remboursement de l'année 2037 entièrement consacré au syndicat.

Toutes les avances seront remboursées en 2040 :



- **Rentabilité des fonds investis :**



A partir de 2034, les recettes provenant de la SAS SoliSDEC couvrent l'intégralité des dépenses engagées par le SDEC ÉNERGIE.

Au bout des 30 ans, les recettes du SDEC ÉNERGIE s'élèvent à 459 k€. La rentabilité des fonds investis par le SDEC ÉNERGIE est estimé à 11,2 %, ce qui est rassurant et conforme à l'exigence d'investisseur avisé. Le tableau ci-dessous présente les TRI fonds propres sur 30 ans estimés avec un rendement P75 pour les trois associés.

TRI fonds propres sur 30 ans	Rendement P75
SDEC ÉNERGIE	11,2%
SYS CO	11,1%
Energie Partagée Investissement	11,1%

- **Analyse de sensibilité :**

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour l'analyse de sensibilité du modèle économique du projet :

- Baisse de 10% du tarif d'achat par rapport au tarif utilisé dans les études de faisabilité : 108,72€/MWh ;
- 40% d'électricité autoconsommée, au lieu de 60%.

Dans ces conditions, le TRI fonds propres reste satisfaisant, à 8,1% pour le SDEC ENERGIE.

TRI Fonds propres sur 30 ans	Scénario de référence	Tarif -10% et Taux ACC : 40%
SYS CO	11,1%	8,2%
SDEC	11,2%	8,1%
Energie Partagée	11,1%	8,2%

Départ de Messieurs Christophe MORIN, Daniel GUERIN et Fabrice DEROO.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée.

A la demande de Monsieur Bruno COUTANCEAU relative à l'engagement des communes, Monsieur Marc LECERF répond qu'à ce stade, les communes ne se sont pas encore engagées mais ayant été identifiées comme demandeuses, elles n'hésiteront pas à le faire.

Aucune nouvelle observation n'ayant été formulée, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE propose au Comité Syndical de se prononcer sur ce projet de création de la SAS SoliSDEC, dont les statuts, le pacte d'associés, la note de cadrage du projet et l'analyse du plan d'affaires et la convention d'avance en compte courant d'associé bloqué ont été adressés aux représentants du Comité Syndical, en annexe du projet de délibération sous leur espace sécurisé OXYAD.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS*
152	150	78	6	81

**A noter que Messieurs Philippe LAGALLE, mairie de Thury-Harcourt-le-Hom, Marc LECERF, maire de Fleury-sur-Orne et Gilles MALOISEL, maire-adjoint de Vire Normandie, ne participent pas au vote.*

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** la création d'une SAS entre SYS CO, Energie Partagée Investissement et le SDEC ÉNERGIE et dénommée SoliSDEC ainsi que les statuts et le pacte d'associés ;*
- ***FIXE** la part du SDEC ÉNERGIE à 25 % du capital social de cette société, soit 1250 € sur un total de 5 000 € ;*
- ***APPROUVE** la signature des statuts en qualité d'associé de cette société ;*
- ***DESIGNE** Abderrahman BOUJRAD (titulaire) et Jean-Luc GUILLOUARD (suppléant), en qualité de représentants du SDEC ÉNERGIE au sein de l'assemblée générale de la société SoliSDEC ;*
- ***DESIGNE** Jérôme DANIEL, directeur général adjoint Ressources et concessions, en qualité de représentant du SDEC ÉNERGIE au sein du comité de direction de la société SoliSDEC ;*
- ***APPROUVE** la convention d'avance en compte courant d'associé bloqué et le versement à la société SoliSDEC d'un compte courant d'associé de 127 750€ ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer lesdits statuts et pacte d'associés, la convention d'avance en comptes courants d'associés ainsi que tous les actes et documents utiles à la constitution de la société (ouverture d'un compte bancaire au nom de la société et versement de la part du capital sur ce compte, contrat de domiciliation de la société ...).*

L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE remercie les élus pour leur présence à cette séance et lève la séance à 16h00 après avoir rappelé la nécessité de signer les documents budgétaires en sortie de salle et les dates et lieux des prochaines assemblées plénières :

- **Jeudi 20 juin 2024 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- **Jeudi 10 octobre 2024 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- **Jeudi 12 décembre 2024** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Madame la Présidente invite les représentants du Comité Syndical à assister à la signature officielle de la convention de partenariat liant le SDEC ÉNERGIE et l'Union Amicale des Maires du Calvados, en présence de Monsieur Oliviez PAZ, Président de l'UAMC.

Le Secrétaire de séance, La Présidente,

Patrice GERMAIN Catherine GOURNEY-LECONTE

PROJET

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 RENOUVELLEMENT 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 TRAN?CHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 603,00	641,20	641,20	
TOTAL				**1 283 095,26**	**664 230,93**	**663 377,24**	**853,69**

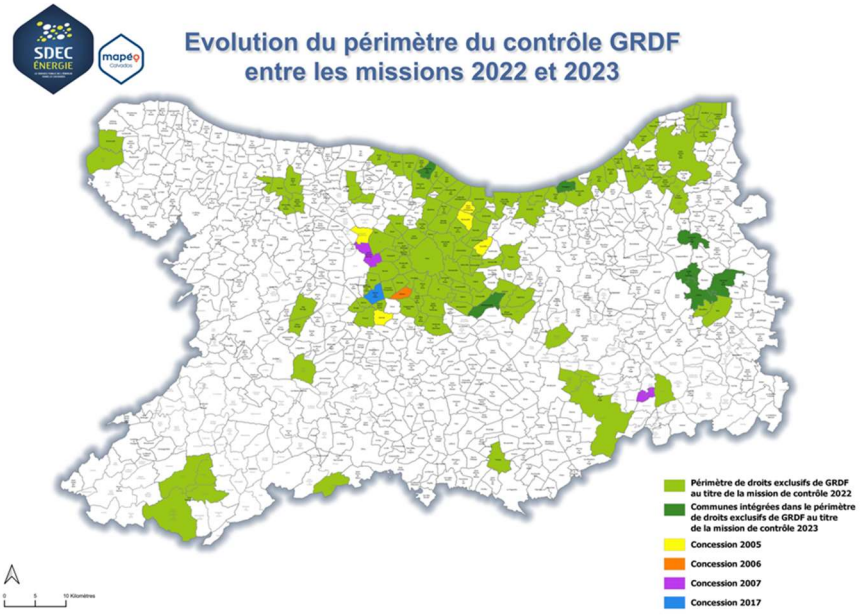
MISSION DE CONTROLE 2023 - GRDF
Données 2022
SYNTHÈSE

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, Ouilly-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.

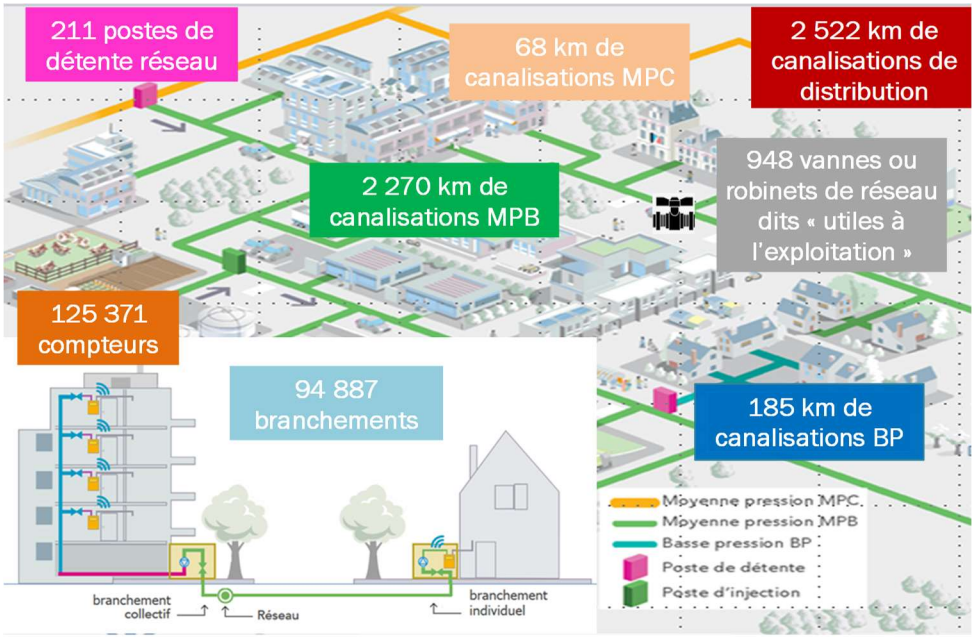
1. LES USAGERS

- **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 **résidentie**l, 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 décroit** 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 apparaitre 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 ÉNERGIE **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'usagers, 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 à[2] :
  - 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 auditeurs[3]. 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		- Le nombre de compteurs dépassant le délai de vérification a baissé à nouveau (10 %). - Pour la 1ère 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.
		- 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		- 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).
		- Non-communication des données cartographiques relatives aux branchements dits « fictifs ».
IV QUALITÉ		- 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.
		- 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		- L'augmentation des dépenses d'investissement d'adaptation et de modernisation du réseau.
		- 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 ÉNERGIE[2] et GRDF[3]. Il s'agit des conventions suivantes :

- la convention de concession[4] 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 national[5],
- les conventions de concession en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006 et du 26 octobre 2007[6],
- 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.

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	02/06/2036	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'arrêté 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 GRDF[7] :

Les communes d'Amfreville, Argences, Authie, Bayeux, Benerville-sur-Mer, Bernières-sur-Mer, Beuvillers, Biéville-Beuville, Blainville-sur-Orne, Blonville-sur-Mer, Bonneville-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, Équemauville, Esquay-Notre-Dame, Éterville, Évrecy, Falaise, Feuguerolles-Bully, Fleury-sur-Orne, Fontaine-Étoupefour, Fontenay-le-Marmion, Frénouville, Gavrus, Giberville, Glos, Gonneville-sur-Honfleur, Gonneville-sur-Mer, Graye-sur-Mer, Grentheville, Hermanville-sur-Mer, Hermival-les-Vaux (convention communale), Hérouville-Saint-Clair, Hérouvillette, Honfleur, Ifs, 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 :

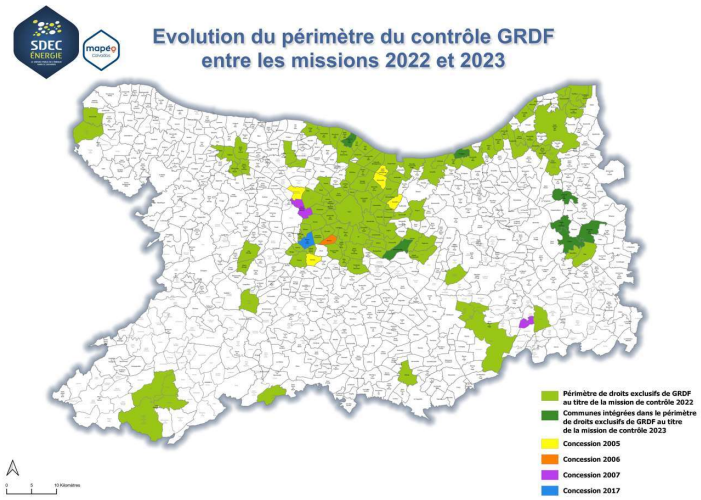
Conventions	Communes
Convention du 22 septembre 2005	- Avenay - Bénouville - Escoville - Saint-Aubin-d'Arquenay - Pour la commune nouvelle de Thue et Mue, la commune préexistante à la fusion de Bretteville-l'Orgueilleuse
Convention du 2 juin 2006	Maltot
Convention du 26 octobre 2007	- Pour la commune 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, apparait le périmètre de droits exclusifs de GRDF au titre de la mission de contrôle 2022, et en vert plus foncé apparait 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, apparait le périmètre de la concession de 2005 (5 communes),
- En orange, apparait le périmètre de la concession de 2006 (1 commune),
- En violet, apparait le périmètre de la concession 2007 (2 communes),
- En bleu, apparait le périmètre de la concession 2017 (1 commune).

⇨ Soit un total de 120 communes[8].



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 reflue 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 1er novembre 2021 et ce jusqu'au 30 juin 2022[9]. 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 ELD[10]. 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 gaz[11] 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 doux[12].

   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 gazière[13]. La consommation des clients industriels décroit 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 1er 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 CO_2), le recours à cette énergie est désormais strictement encadré. Cette règlementation 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 GRDF[14]. En 2022, les communes de Vire-Normandie, Douvres-la-Délivrande, Bellengreville, Houlgate, Lisieux et Ouilly-le-Vicomte ont transféré cette compétence au Syndicat[15]. 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-Délivrande[16]. 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 sociétal.
[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	Lisieux	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.

2. En 2022, les communes non desservies en gaz[17] 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).

3. 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.

4. 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 1er juin 2023 ainsi que la proposition de planning de la mission.
5 janvier 2022	GRDF valide le planning de la mission de contrôle 2023
1er 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.
1er 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 apparaitre 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 suivants[18] :

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 1ère mises en service	Le nombre de 1ère 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 1er établissement mis en concession	17 km de conduites de 1er établissement ont été mises en concession en 2022, en diminution de 32 % par rapport à 2021 (26 km).
Dépenses d'investissement des canalisations de 1er établissement mis en concession	2 247 k€ d'investissements ont été mis en concession en 2022 pour les conduites de 1er 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 tertiaire[19], 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 raccordements) 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

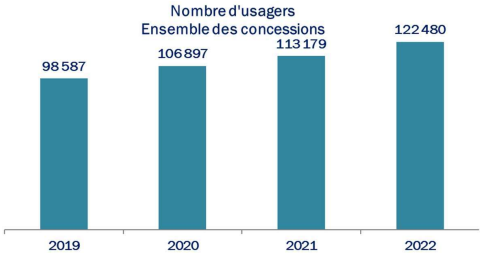
1. Quelques éléments de compréhension préalable 64
2. La valeur brute des ouvrages utiles aux concessions 64
3. La valeur brute des biens concédés par nature de bien 66
4. La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : Les compteurs en comptabilité 69
5. L'évolution de la valeur brute des ouvrages 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

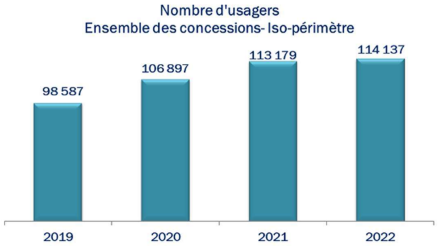
I - LES USAGERS

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 historique[21].



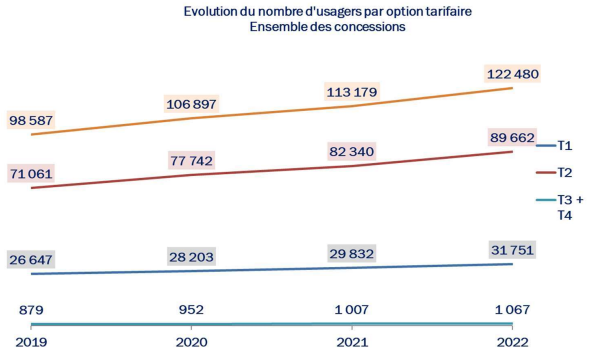
À la maille de chaque concession, l'évolution du nombre d'usagers entre les deux exercices est **variable** :

- 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.

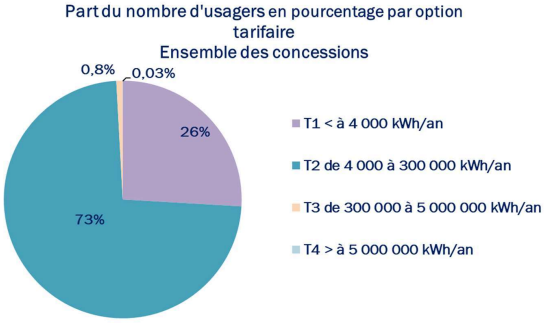


Cette évolution est principalement liée **à l'élargissement** du périmètre de la mission de contrôle, car à périmètre constant, ces hausses sont **moindres** et le nombre d'usagers de l'option tarifaire T3 décroit :

- 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 %.

73 % des usagers des concessions sont des usagers appartenant à l'option tarifaire T2, tandis que 26 % sont des usagers de l'option tarifaire T1.

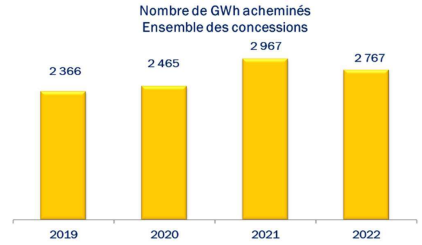
Les usagers des options tarifaires T3 et T4 représentent moins de 1 % des usagers des concessions.[22]



[22] Voir p°8 du rapport pour une présentation des différentes options tarifaires.

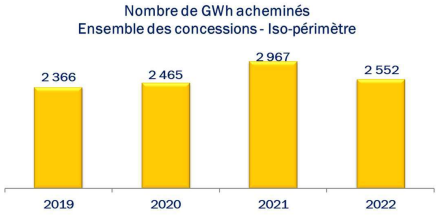
2. Les volumes acheminés en GWh[23]

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).



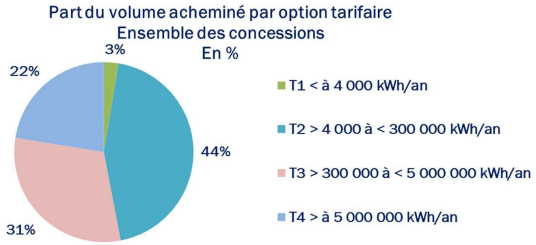
À la maille de chaque concession, les baisses du volume acheminé sont plus ou moins **importantes** :

- 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).

[23] 1 GWh = 1 000 000 kWh

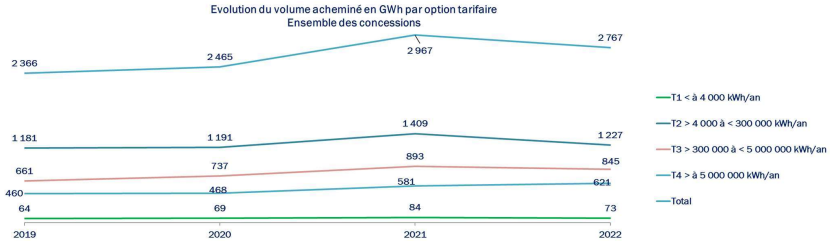
En 2022, plus de **44 %** du volume acheminé sur l'ensemble des concessions est un volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire **T2,** tandis que moins de 31 % du volume acheminé est distribué aux usagers de l'option tarifaire T3. Le volume acheminé pour les usagers de l'option tarifaire T4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

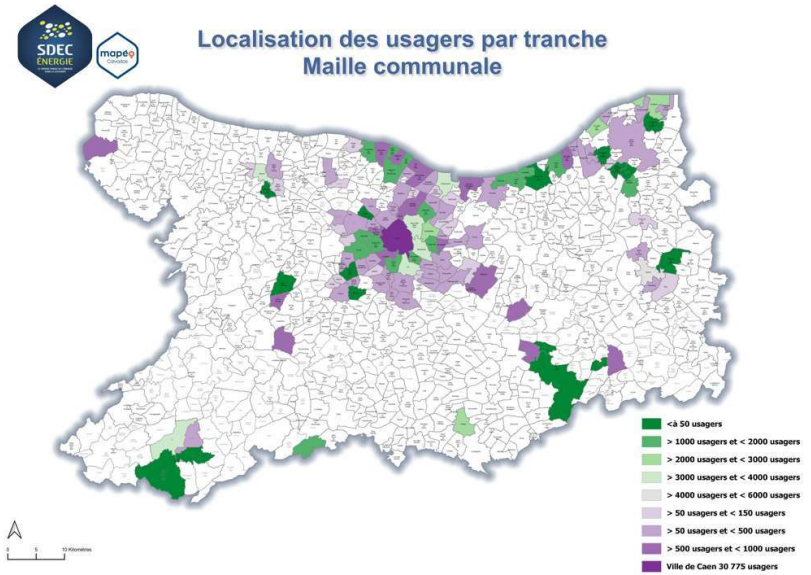


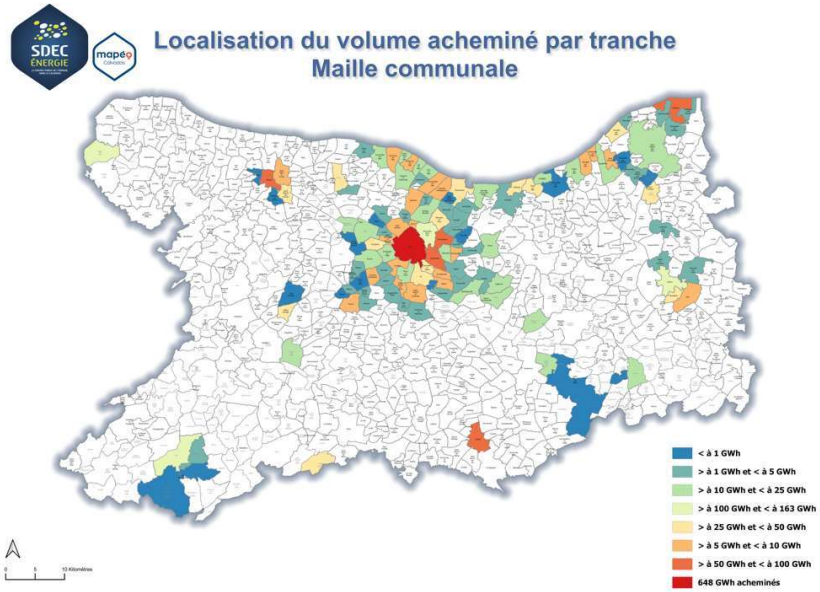
Ces mouvements sont liés en partie à l'élargissement du périmètre de la mission de contrôle. A périmètre constant, **la contraction** des volumes acheminés est **plus importante** et concerne **toutes les options tarifaires :**

- 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

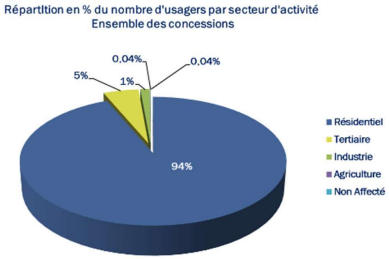
L'article 179 de la loi du 17 aout 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit des dispositions au sein du Code de l'énergie visant à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel mettent à la disposition des personnes publiques et du public certaines 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 :

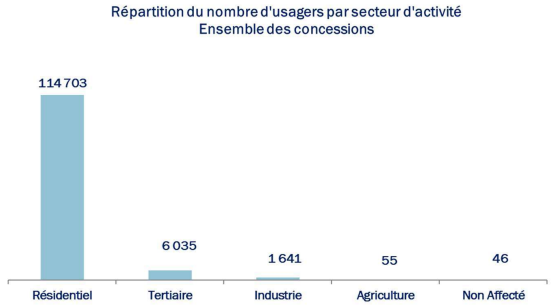
Répartition des usagers par option tarifaire	Catégories	Secteurs
T1 ou T2 auxquels ne sont associés, ni un code NAF[25], ni un numéro SIRET[26]	Résidentiels	Résidentiel.
T1 ou T2 auxquels sont associés un code NAF ou un numéro SIRET	Petits professionnels	Tertiaire industrie, agricole, non affecté.
T3 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.

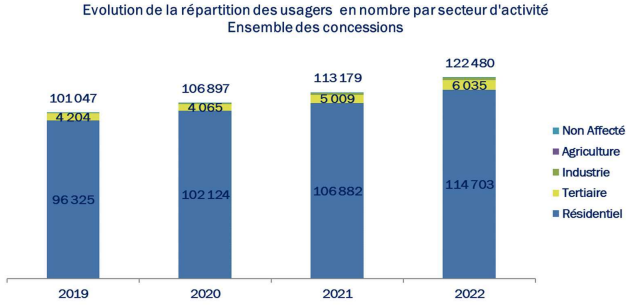


En nombre, **114 703 usagers sont des usagers appartiennent au secteur résidentiel**, 6 035 usagers sont des usagers qui ressortent du secteur tertiaire, 1 641 usagers sont des usagers dépendant du secteur de l'industrie et 46 usagers sont des usagers appartenant au secteur agricole.

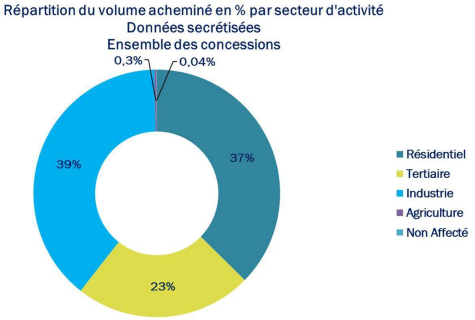
[24] Il est à noter que le volume acheminé déclaré dans ce cadre n'est pas strictement égal au volume acheminé à la maille concessive déclaré par ailleurs, car la ventilation par commune, par option tarifaire et par secteur d'activité impose la secrétisation des données de consommations résidentielles 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.

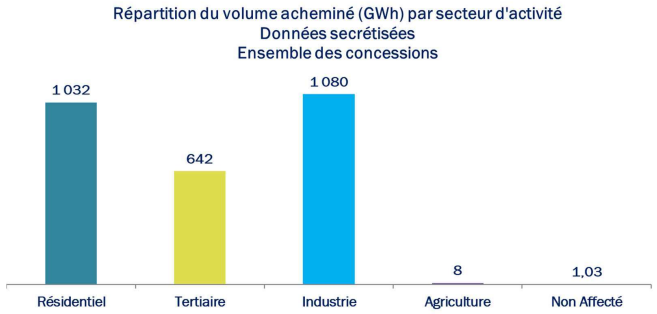


En 2022, il est à noter la progression de **7 %** du nombre d'usagers appartenant au secteur résidentiel, liée très certainement à **l'évolution du périmètre** de la concession historique.



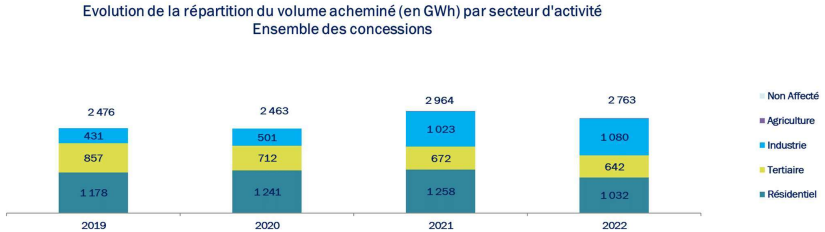
Sur l'exercice étudié et pour l'ensemble des concessions, le **secteur industriel** absorbe **39 %** du volume acheminé tandis que le **secteur résidentiel** en absorbe **37 %**. La part du secteur tertiaire représente 23 % de l'ensemble. Le secteur agricole ne représente que 0,3 % du volume acheminé.



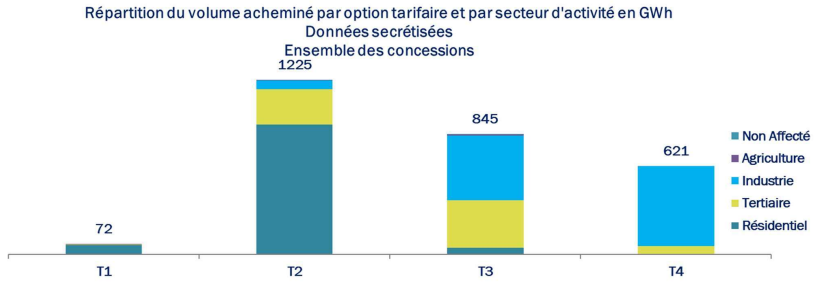


La part de chaque secteur a évolué par rapport à 2021 :

- 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.



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



5. La décomposition d'une facture de gaz naturel[27]

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 1er 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 nationaux[28]. Ces derniers présents localement ou régionalement proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

Le prix du gaz naturel facturé à l'usager 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 commerciaux[29]. 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 1er 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 1er janvier 2021) et s'élève à 8,45 €/MWh depuis le 1er 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 :

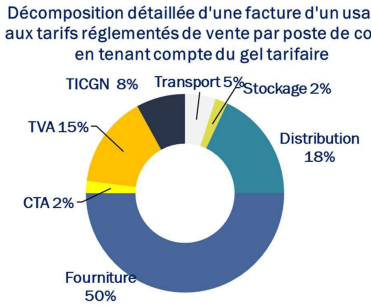
1. **Tout au long de l'exercice 2022 les usagers bénéficiant d'une offre aux TRV ont bénéficié du bouclier tarifaire.**

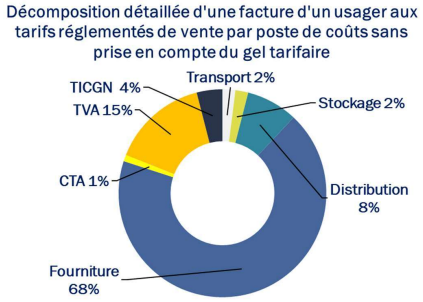
2. **Les offres aux TRV sont en extinction depuis 2019. Il a été mis fin aux TRV le 1er juillet 2023 pour l'ensemble des usagers.**

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 couts 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.

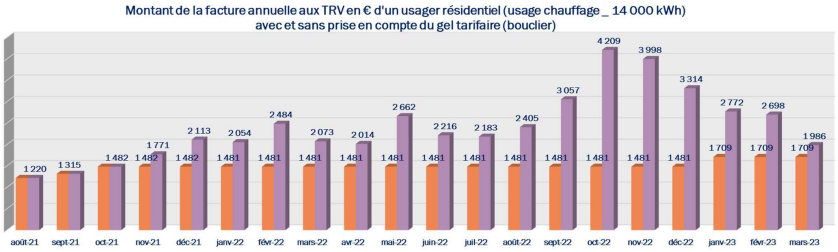
[27] Aux tarifs réglementés de vente
[28] Dont 18 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution) et une vingtaine de fournisseurs alternatifs.
[29]Ces couts comprennent les coûts de gestion de la clientèle, les coûts des certificats d'économie d'énergie ainsi qu'une marge commerciale raisonnable.
[30] La TICGN est désormais une fraction de l'accise sur les énergies dénommée « fraction d'accise perçue sur les gaz naturels ».





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 couts 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 [31]est rémunérée par l'ATRD.

Depuis que la délibération de la CRE du 23 janvier 2020 a fixé la grille tarifaire applicable du 1er 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 1er juillet 2021, et du 12 mai 2022 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire au 1er juillet 2022.

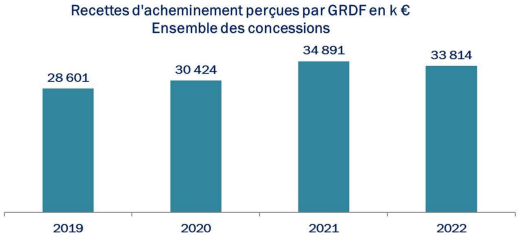
Selon la CRE les évolutions moyennes du tarif d'accès ont été les suivantes :
- au 1er juillet 2020, l'ATRD s'est **contracté** en moyenne de 0,3 %/an,
- au 1er juillet 2021, l'ATRD a **progressé** en moyenne de 0,70 %/an,
- au 1er juillet 2022, l'ATRD, s'est **contracté** en moyenne de 0,84 %/an.

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 1er 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 %**

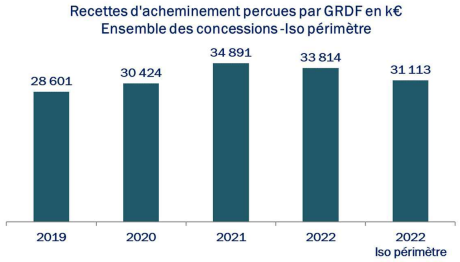
2) La rémunération de GRDF sur le périmètre de l'ensemble des concessions au titre de l'ATRD.

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).



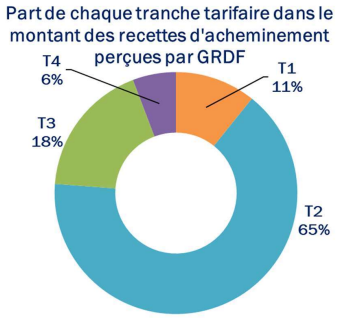
À périmètre constant, la baisse constatée s'explique par :

- **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 1er 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.

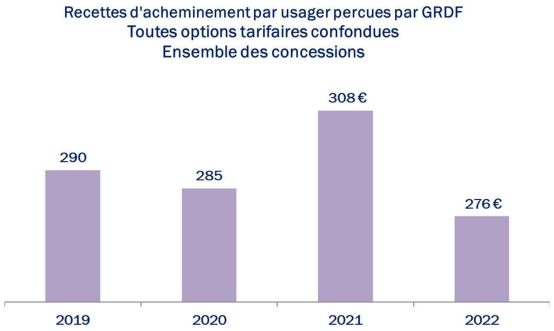
L'option tarifaire **T2** représente **65 %** du montant des recettes d'acheminement, l'option T3 représente 18 % du montant des recettes d'acheminement, l'option T1 représente 11 % du total et l'option tarifaire T4 représente 6 % du montant des recettes d'acheminement.



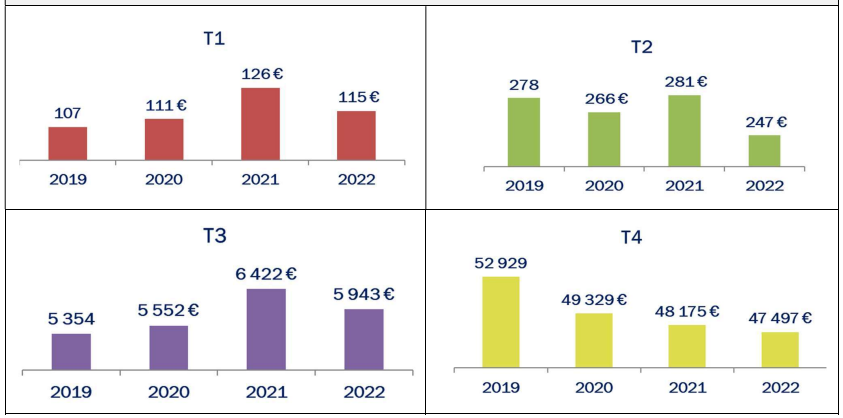
Ramené au nombre d'usagers GRDF a perçu en moyenne :

- 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'usager 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.



Évolution de la rémunération moyenne de GRDF par option tarifaire et par usager au titre de l'ATRD



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]

[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.

8. L'activité de comptage : la relève des compteurs[33]

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 lieu[34] :

- **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 **notablement 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 CRE[35] 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 ».

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 actifs[36] 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 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 **rémunérées 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**.

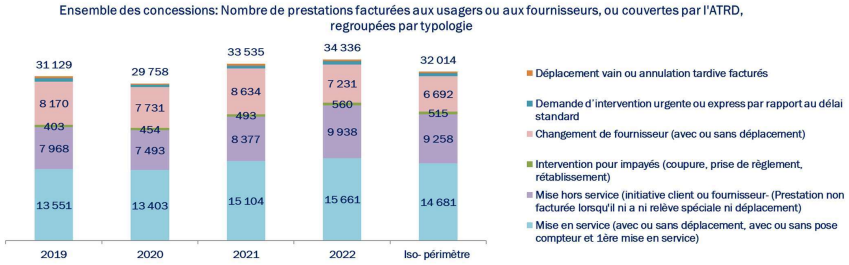
Le catalogue des prestations de GRDF est élaboré conformément aux principes qui ont été définis par la CRE en application des articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'énergie. **Il est publié sur le site internet de GRDF** : www.grdf.fr. Les prix et plus largement les prestations évoluent au **1er juillet 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 1ère 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 **décroît de 5 %. Cette baisse fait apparaitre 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 1ère mise en service)	13 551	13 403	15 104	**15 661**	14 681	1
Dont 1ère 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 1ère 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.

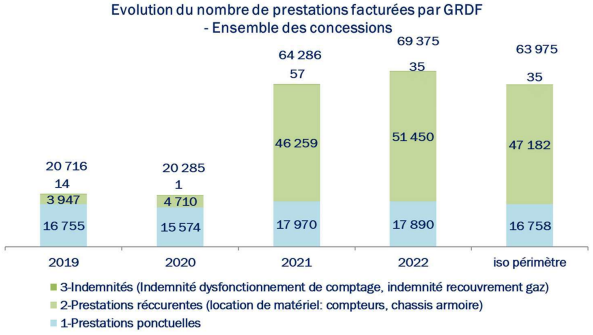
Le nombre des 1ère mises en service se restreint **de 36 % entre 2021 et 2022**. Même si 2021 était une année de forte accélération (Post covid), le nombre de **1ère mises en service en 2022 est inférieur à celui des exercices 2019 et 2020, sur un périmètre géographique plus large. Cette baisse fait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

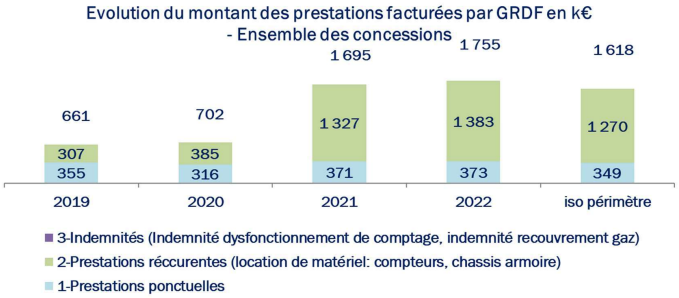
10. Les prestations réalisées par GRDF en dehors de celles rémunérées par l'ATRD

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 apparaitre 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
Dont mise en service	*13 740*	*13 355*	*15 176*	***15 450***	*14 485*
Dont coupures pour impayés	*287*	*356*	*379*	***401***	*368*
Dont Indemnités pour rendez-vous non tenus	*121*	*33*	*0*	***0***	*0*
Dont autres	*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



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**
Dont mise en service	*222*	*218*	*252*	*261*	*245*
Dont coupures pour impayés	*13*	*17*	*18*	*19*	*18*
Dont indemnités pour rendez-vous non tenus	*4,2*	*1,2*	*0,0*	*0,0*	*0*
Dont autres	*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'evolution 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)

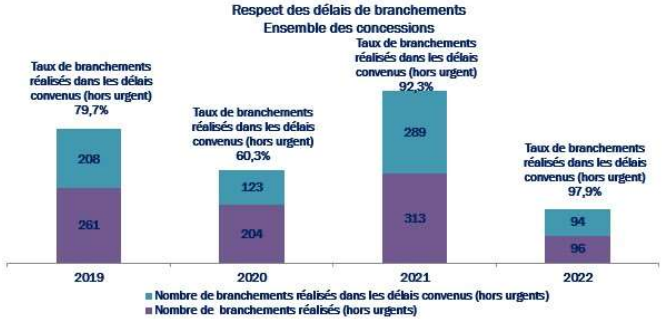
Les taux de réalisation des prestations dans les délais **sont bons malgré une très légère décroissance** sur l'exercice pour les prestations de coupures pour impayés et les mises hors service.
Le **taux moyen de réalisation des prestations** se dégrade donc légèrement pour atteindre **95,9 %**.
Il est 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%**

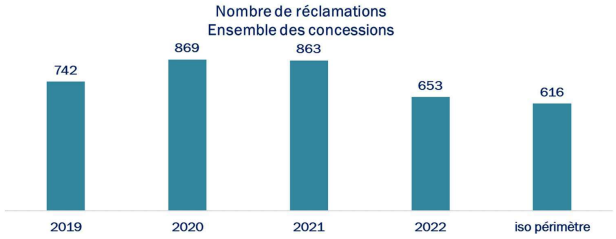
	Délais de livraison des branchements : Les branchements sont livrés à la date convenue avec l'usager. Ci-dessous sont présentés les délais minimums. Ces délais courent à compter de la date de réalisation de l'ensemble des conditions cumulatives stipulées dans l'offre de raccordement.		
	Branchement sans 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 Nm³/h	10 jours ouvrés	15 jours ouvrés	2 mois
Branchement de débit > 10 Nm³/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

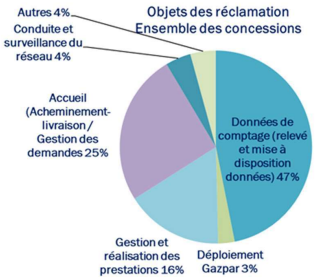
Pour l'ensemble des concessions, on dénombre **653** réclamations en 2022. Le nombre de réclamations diminue **fortement** (-24 %, - 210 réclamations). A iso périmètre, on dénombre, 616 réclamations soit une baisse de **29 %** par rapport au nombre de réclamations comptabilisées en 2021 (863 réclamations).



Ramené au nombre d'usagers, 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.

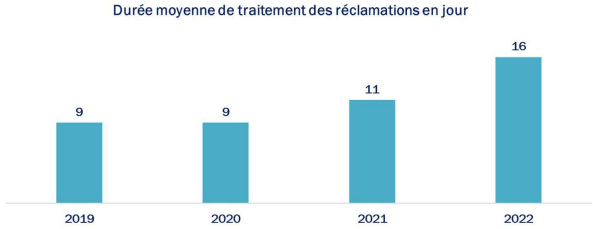


Ces réclamations sont **en grande majorité** (86 % - 562 en nombre) **des réclamations courantes**. 73 réclamations sont des réclamations en instances d'appel, et 18 réclamations font l'objet d'une médiation.

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.



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 connait 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 1er 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 2002, **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 44e 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 1ère 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

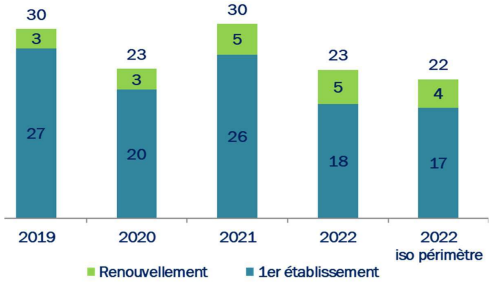
- Dégradation de la durée moyenne de traitement des réclamations.
- Dégradation du taux de réponse aux réclamations courantes fournisseurs dans les 15 jours.
- Dégradation du taux de réponse aux réclamations courantes clients dans les 30 jours.

II – LES TRAVAUX

1. Linéaire de réseau mis en concession[38]

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).

Linéaire de canalisations mis en concession en km
Ensemble des concessions



Pour la 1ère 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 **1er établissement, les 5,4 km restants constituant des travaux de renouvellement**. Le linéaire immobilisé à la suite de travaux de **1er établissement diminue fortement par rapport à celui constaté l'année précédente (- 30 %).** Il est équivalent au linéaire immobilisé en 2018 et 2016. 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 pression[39]**. 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.

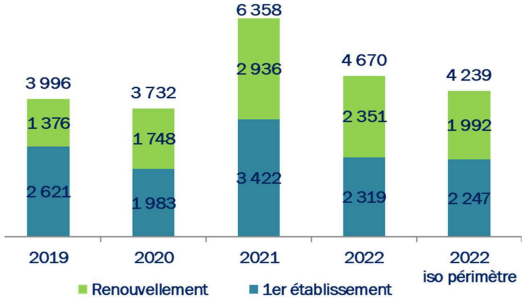
Il est à noter sur ce point que le Concessionnaire a précisé, lors de la mission de l'audit 2021, qu'un programme de suppression des canalisations en basse pression est mis en place au niveau national, mais que le territoire du Calvados n'est pas concerné à court terme par celui-ci.

[38]Préalablement 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.
[39]Cf. 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 canalisations[40] (contraction de 27% de l'ensemble des investissements, 32% pour ceux portant sur des ouvrages de 1er établissement et 20% pour les ouvrages de renouvellement). À périmètre constant, la décroissance des investissements atteint 34%.

Investissements immobilisés en k€- Canalisations
Ensemble des concessions



<u>Focus sur la concession historique – exercice 2022</u> :

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 1er établissement et 2 351 k€ pour les travaux de renouvellement.

Les 5 territoires sur lesquels la part du montant des investissements de 1er 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 1er 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 1er 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- 7ème sous-partie pour les investissements immobilisés pour l'ensemble des ouvrages y compris les canalisations.

3. Nombre de branchements mis en concession[41]

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).

Nombre de branchements mis en concession – Ensemble des concessions



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.

Ce 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 2021[43]**.

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 €).

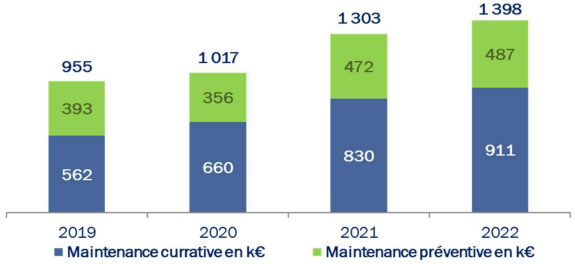
Le Concédant interroge le Concessionnaire afin de connaître les éventuels raccordements intervenus depuis la conclusion des deux conventions de financement et mesurer leurs effets sur l'équilibre économique des opérations.

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.

Les dépenses de maintenance en k€
Ensemble des concessions



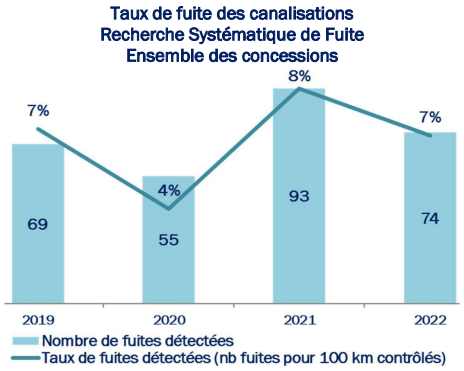
35 % de ces dépenses sont utilisés pour la maintenance préventive (contre 36 % en 2021). On note une **augmentation du montant global dédié à la prévention** de 3% entre 2021 et 2022.

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 canalisations[44] 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).

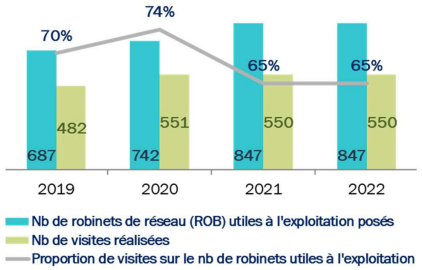
Cependant il est à noter que GRDF **a communiqué le nombre de fuites détectées par RSF par classe à la maille des concessions pour le 2nd semestre 2022.**

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.

[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).

Maintenance des organes de coupures



Seuls les robinets dits utiles à l'exploitation sont contrôlés[45]. 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 cathodiques[47] 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 réseau[48] (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 1ère 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.

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 collectifs**[49] 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 ouvrages[50]. 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 conformité[51]. **Ces seuls éléments ne permettent pas au SDEC ÉNERGIE de conclure sur l'efficience de ces contrôles**.

Les compteurs traités[52] 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 accessible, 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 coursives (CC). Cf. 7ème 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 ferraillés (ex : les compteurs domestiques),
- Soit ils sont déposés, envoyés en révision puis reposés (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 1ère 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 1er établissement immobilisé en 2022 sur l'ensemble des concessions diminue de 34%,
  - ☒ Le montant d'investissements pour les conduites de 1er 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)

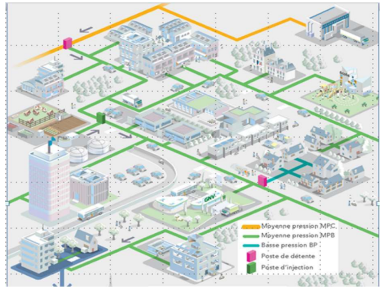
- Le linéaire de réseau renouvelé est limité, le Concédant souhaite que le Concessionnaire renouvelle les linéaires de réseaux basse pression et communique les études techniques permettant d'établir l'absence d'une recrudescence des incidents ou accidents liée à l'âge des ouvrages.
- Le Concédant attend 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.

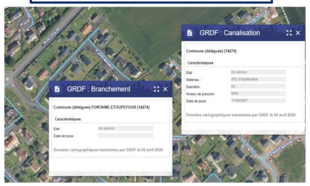
En aval du coffret domestique, 21 mbar est la pression d'alimentation des appareils à gaz.

2. Un seul patrimoine – trois descriptions

Inventaire technique

insee	commune	matiere_de_l_ouvrage	niveau_de_pression	diametre_interieur_en_mm	diametre_exterieur_nomenclature_immo	annee_de_mise_en_service	longueur_installee_en_m

Inventaire cartographique



Inventaire comptable



GRDF fournit au Concédant 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 METIQE 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 concession[53].

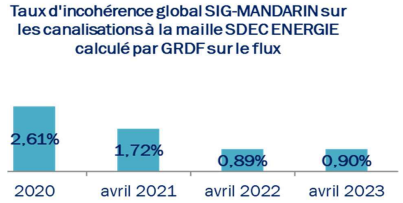
3. Taux d'incohérence des canalisations

Les bases de données technique (SIG) et comptable (MANDARIN) peuvent présenter des écarts relatifs aux ouvrages qu'elles recensent[54].

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 cours[55]. 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.





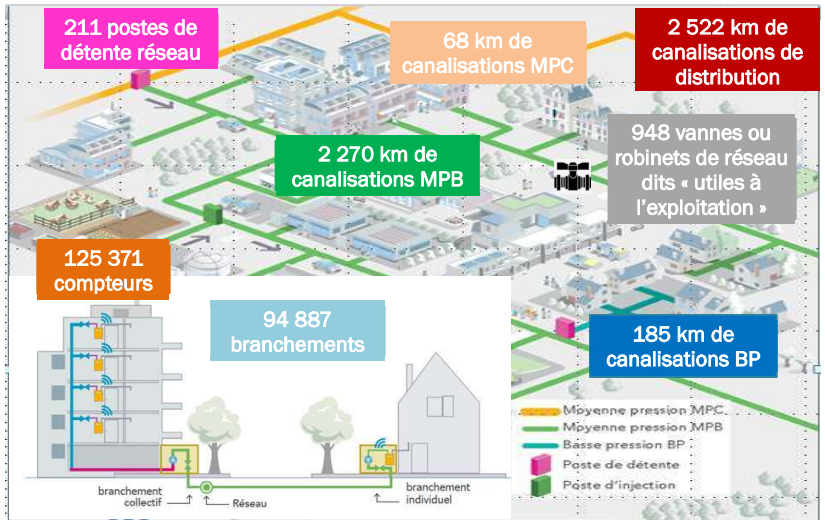
Il est à noter que le calcul mis en œuvre pour le taux d'incohérence sur le flux ne correspond pas à la méthode prévue dans le modèle de cahier des charges qui exclut l'année N-1. La **méthode de calcul du taux d'incohérence sur le stock devra être fiabilisée**, notamment pour la prochaine convention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

[53] Ces 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.

[54] Ces 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



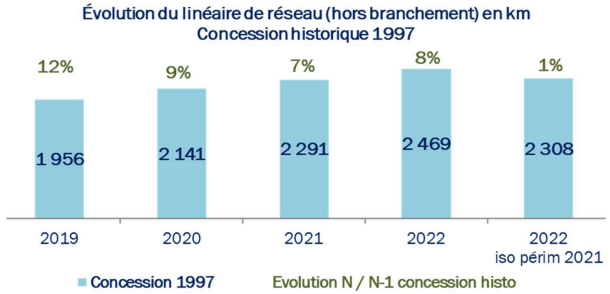
Au terme de l'exercice, le réseau de distribution public de gaz géré par GRDF sur l'ensemble des concessions est composé de :

- **2 522 km de canalisations de distribution** (hors canalisations de branchement), répartis en différentes pressions :
  - 68 km de canalisations en MPC,
  - 2 270 km de canalisations en MPB,
  - et 185 km de canalisations en BP.

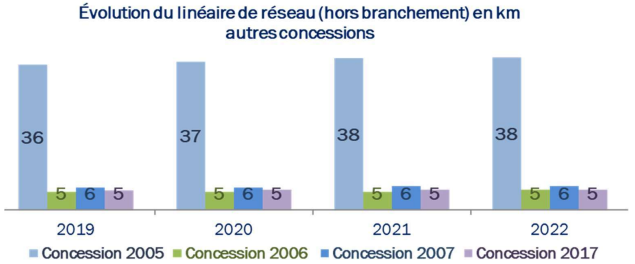
- **211 postes de détente réseau** permettant d'abaisser la pression (de MPC à MPB ou de MPB à BP),
- **948 vannes actives ou robinets de réseau** (organes de coupure) dits « utiles à l'exploitation » utilisés pour interrompre l'alimentation en gaz lors d'incidents ou de travaux,
- **94 887 branchements**,
- **125 371** compteurs permettant la mesure du volume de gaz livré à l'usager.

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 %).**

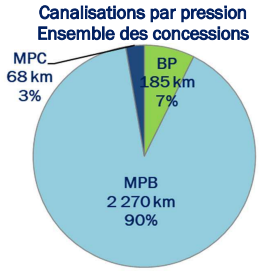


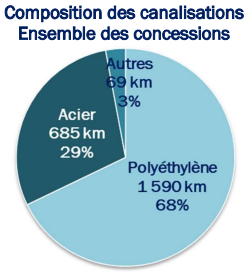
Le linéaire de réseau des autres concessions progresse de 1,4 %.

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**.**

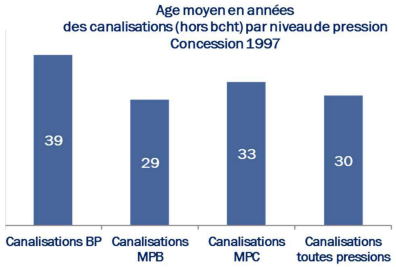
Il est constitué majoritairement de canalisations de moyenne pression de type B (90 %, 2 270 km). Seul le réseau de la concession historique présente d'autres types de pression : MPC pour 68 km (3 % de l'ensemble) **et BP pour 185 km** (7 % de l'ensemble). **Cette part de canalisations basse pression (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.

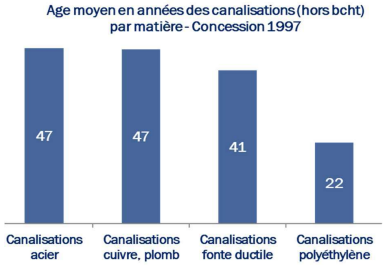
6. L'âge moyen des canalisations

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**

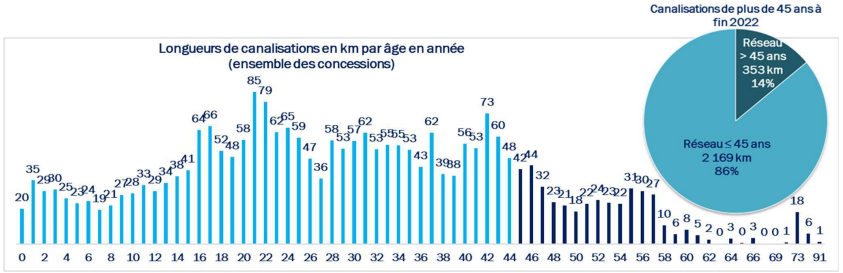
L'âge moyen des réseaux des concessions **est bas.** Il atteint **29,6 ans** au terme de l'exercice pour l'ensemble des concessions **et 30 ans** pour la concession historique**. Il augmente lentement et régulièrement chaque année**.

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 %).

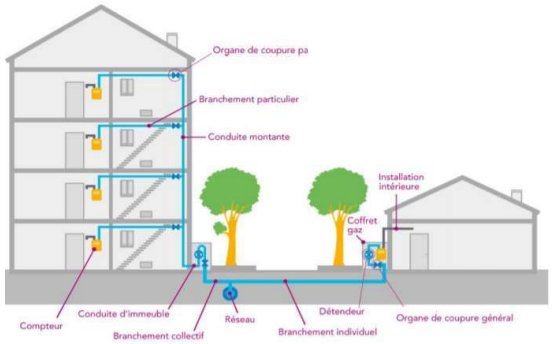
Un volume important de canalisations approche de l'échéance des 45 ans. Ainsi, 290 km de canalisations ont entre 40 et 44 ans au terme de l'exercice sur le périmètre de la concession historique.

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 : 23 761 branchements individuels 2 433 branchements collectifs	**94 887 branchements**, dont : - 70 321 branchements dits « fictifs », - 24 566 branchements hors « fictifs » 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.	**93 013 branchements**, dont : - 84 999 branchements individuels, - 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 aout 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.

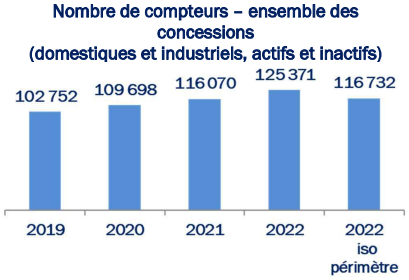
Il est à noter qu'antérieurement, le Concessionnaire reportait en cartographie les branchements fictifs sur la base de l'adresse du PCE, ce qui n'est plus le cas : Le Concédant sollicite à nouveau la production de cette donnée.

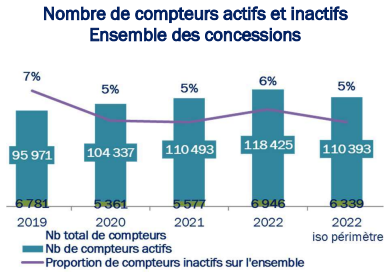
En base technique, sont comptabilisés les longueurs de branchements géolocalisés et leur nombre (depuis 2010/2011) ainsi que le nombre de branchements dits « fictifs » (branchements localisés dans la rue grâce à l'adresse du PCE).

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



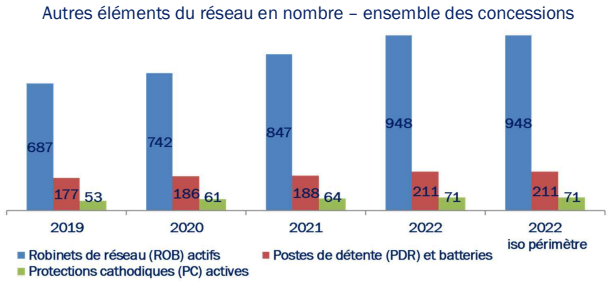


L'ensemble des concessions comptabilise en 2022 **125 371 compteurs**[56], en augmentation de 8 % par rapport à l'année précédente (0,6 % à isopérimètre 2021) :

- 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 7ème sous partie de la partie I du présent rapport (Déploiement des compteurs communicants) et à la 4ème sous partie de la partie V (La valeur brute des ouvrages d'interface utilisateurs : les compteurs en comptabilité).

9. Les autres ouvrages



L'inventaire technique des robinets de réseau[57] 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'usager. 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 détente[58] 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 protection[59] 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).

[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.

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.

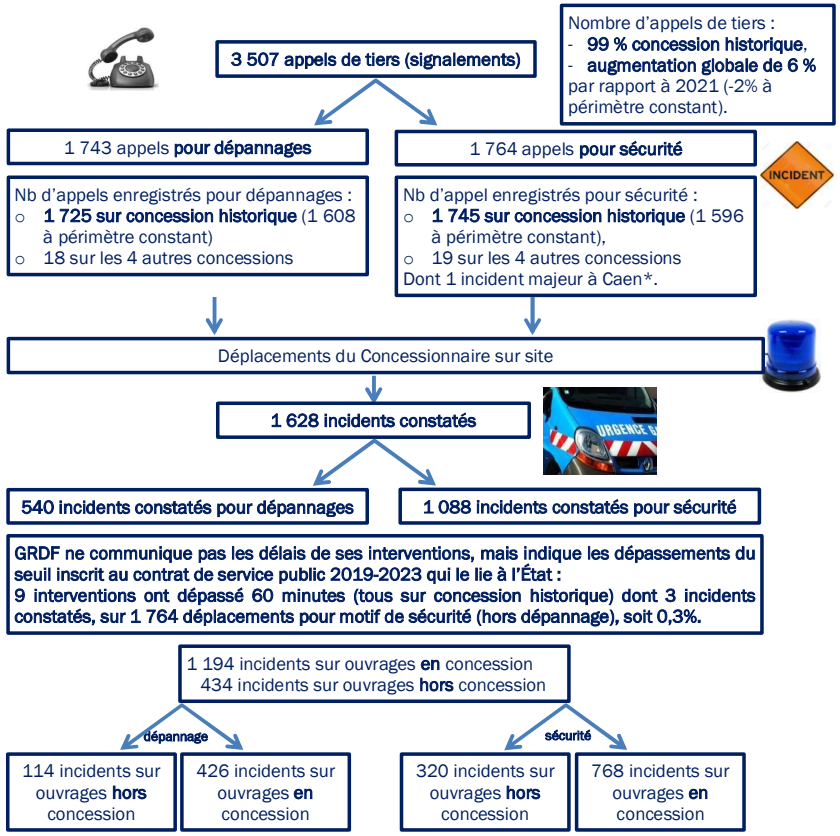
IV – LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

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).

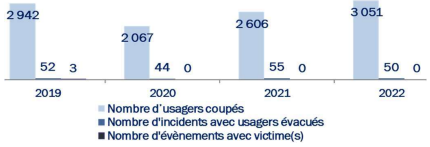
À la maille du département, le Concessionnaire précise qu'il arrive sur les lieux de l'incident en moins de 60 minutes pour 99,5 % de ses interventions pour motif de sécurité.

2. Les conséquences des incidents pour les usagers

Nombre moyen d'incidents pour 100 usagers
Ensemble des concessions



Conséquences des incidents pour les usagers : coupures,évacuations, victimes



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 gazeux[60] 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 a la maille des concessions du SDEC ENERGIE depuis 2 exercices[61]. Pour les données **2022, le Concessionnaire n'a pas communiqué ce délai** pour les 17 fuites concernées.

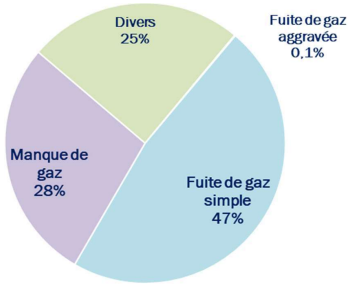
Le Concessionnaire ne communique pas sur le suivi de réalimentation des usagers.

[60]Le 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 ÉNERGIE concernait les fuites sur les ouvrages enterrés traités en "Procédure Gaz Renforcée".
[61]En 2020, le délai d'arrêt du flux gazeux (AFG) en minutes sur le périmètre du SDEC ÉNERGIE :était de 40 minutes pour les fuites traitées en "Procédure Gaz Renforcée" (PGR) sur l'ensemble des concessions.

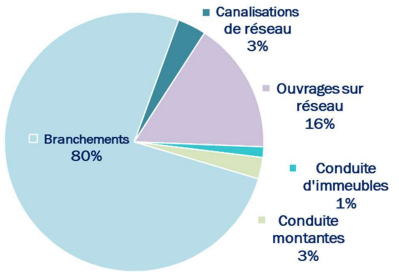
3. Natures, sièges et causes des incidents

Pour l'ensemble des concessions

Les natures des incidents constatés en 2022



Les sièges des incidents constatés en 2022
sur les ouvrages des concessions



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 2022. 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 montante 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 Concédant 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.

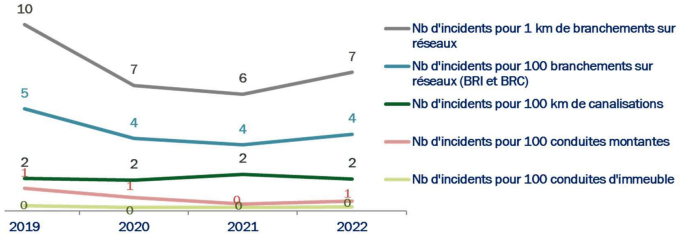
La commune de Caen totalise 25% des incidents constatés par GRDF en 2022 sur des ouvrages en concession.

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

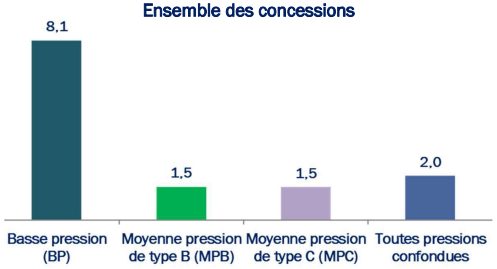
Les taux d'incidents[62] par type d'ouvrages sont bas et stables, sauf pour le taux d'incidents sur linéaire de branchements. Le taux moyen d'incident par kilomètre de branchement est de d'environ **7 incidents par kilomètre de branchement depuis 2020**. Il est très largement supérieur aux autres taux d'incidents qui sont calculés pour 100 unités.

Taux d'incidents par ouvrage
Ensemble des concessions



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.

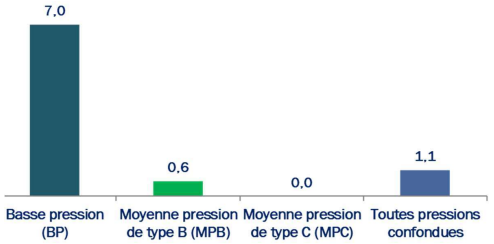
Au niveau national, le Rapport du CGE et du CGEDD sur la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel (Janvier 2020 p. 40) souligne que ce type de réseau présente des taux de fuite environ 30 fois plus élevés que les canalisations moyenne pression.

Le 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**

[62] Le taux d'incidents correspond à un nombre d'incidents pour une quantité particulière d'ouvrages.

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 Concédant calcule le nombre de fuites constatées sur les canalisations de réseau pour 100 km de réseau et par pression.

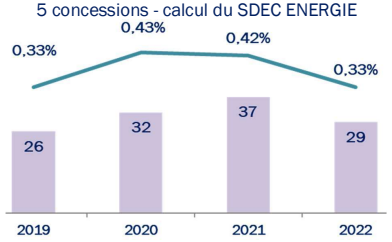
En 2022, sur l'ensemble des concessions, toutes pressions confondues, on observe en moyenne 1,1 fuite pour 100 km de réseau.

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%).

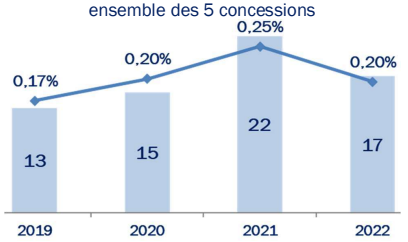
Le Concédant souligne la nécessité de réduire le stock de canalisations en basse pression compte tenu de leur caractère incidentogène.

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 Concédant 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.

- 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 :

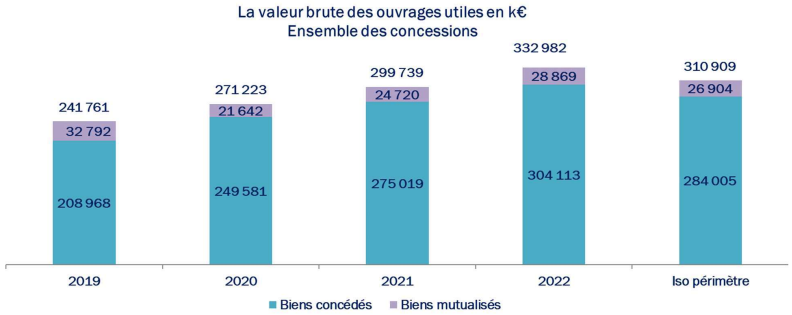
- des biens de retour (aussi appelés biens concédés),
- des biens de reprise et des biens propres, identifiés jusqu'en 2019 sous le vocable "autres biens".

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€.**



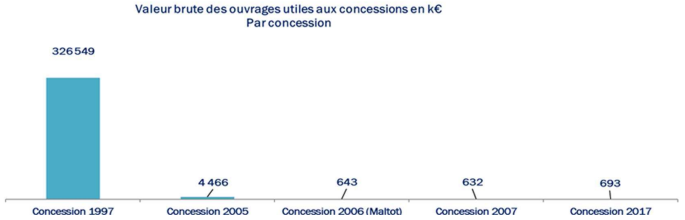
La valeur brute de ces ouvrages se répartit comme suit :

- 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 **progresse** 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),

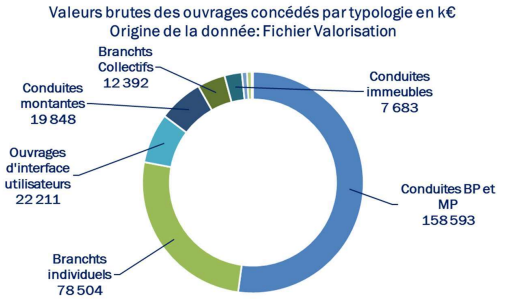
Il s'agit d'ouvrages qui sont dits « non localisés ». Ces ouvrages sont rattachés à la concession sur la base d'une clé de répartition correspondant au nombre de points de livraison à la maille nationale (PDL FR) ou régionale (PDL 8). Il s'agit en pratique de compteurs qui ne sont pas suivis à la maille 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 disparaitre 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**

Le 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 liée 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€).

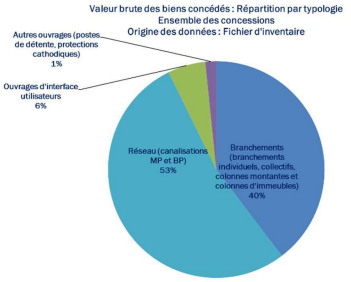
La concession historique regroupe logiquement la majorité (98 %) de la valeur brute des ouvrages concédés.

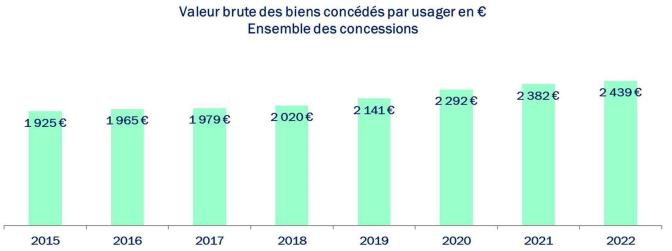
De fait, les 2 % restant correspondent aux autres concessions (Concession 2005 : 4 222 k€, Concession 2006 (Maltot) : 613 k€, Concession 2007 : 605 k€, Concession 2017 (Baron sur Odon) : 693 k€).

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.





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 1er 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**
Dont compteurs Gazpar et Modules	***10 755***	***79***	***10***	***7***	***4***	***10 855***
Dont compteurs non localisés	5 316	38	5	4	0	5 364
Dont postes de livraison	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, Ouilly-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
Ouilly-le-Vicomte	1 951
Hermival les Vaux	318
Langrune sur Mer	12 828
Le Breuil en Auge	480
Somme	**19 128**

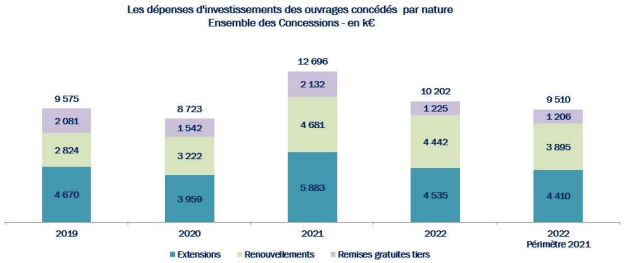
[64] Il s'agit ici de dépenses qui sont inscrites à l'inventaire à la différence des dépenses d'investissements qui peuvent être ou non immobilisées.
[65] La variation de la valeur brute en concession s'appuie sur les « États de contrôle et inventaire 2022 » dont le total des valeurs en inventaire diffère 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 du 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€**.



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	
Par finalité en k€	**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 %**).

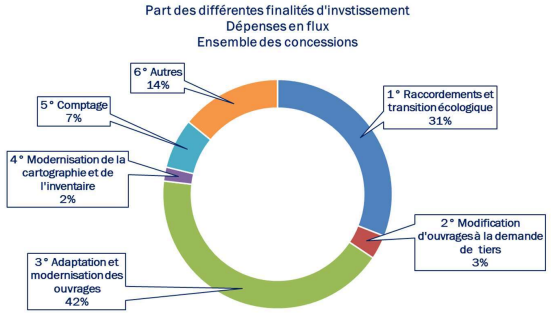
Dans le détail, les dépenses d'investissement en flux, finalité « raccordements individuels de pavillons et petits professionnels » s'élèvent à 692 k€, **en diminution de 65 %** par rapport à 2021 (1 989 k€). Les dépenses d'investissement en flux, finalité « raccordements de lotissements et zones d'aménagement » 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 1074 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'établît 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, Ouilly-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-valeur [67]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 apparaitre 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%**

[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.

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 apparaitre la répartition suivante :

Valeur brute biens concédés par origine de financement Ensemble des concessions péréquées - 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				
Dont valeur financée par l'Autorité concédante		10	9	9
Dont valeur financée par les tiers		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 ;*

- *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

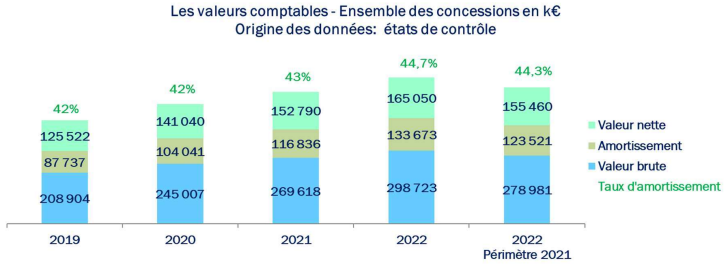
Les valeurs comptables des ouvrages concédés peuvent être recalculées ou sont indiquées dans les deux fichiers signalés ci avant que sont :

- 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)**,
- La valeur nette de ces ouvrages atteint **165 050 k€.**

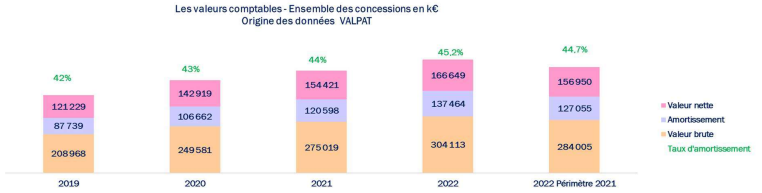
Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur de **44,7 %** de leur valeur d'acquisition d'origine. Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de **11 %**, l'amortissement progresse de **14 %** et la valeur nette de ces ouvrages est en hausse de **8 %**. 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 **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 %**.

[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.

[69] Les états VALPAT ne mentionnent pas les valeurs des amortissements et ceux-ci ont été reconstitués par différence.

3) Valeurs conptables 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	
	1er établissement	Remplaçants	1er établissement	Remplaçants	1er établissement	Remplaçants	1er 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	
	1er établissement	Remplaçants	1er établissement	Remplaçants	1er établissement	Remplaçants	1er 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

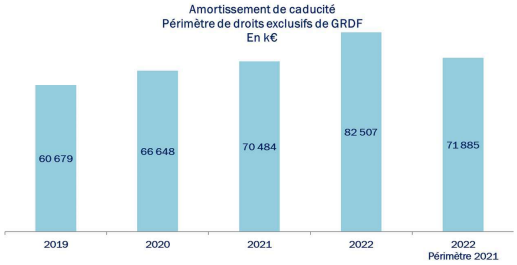
Trois types d'amortissement sont pratiqués par GRDF :

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 1er 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 1er 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 renouvelants 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				
Ouvrages concédés (inventaire)	2018	2019	2020	2021	2022
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 - grdf	40	40	40	40	40
Protection cathodique – grdf	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
Cpt,QCSF équ/module (compteur domestique équipés d'un module)					20
Régulateur de remplacement					20
Ouvrage d'odorisation					10
Poste injection Biométhane					10
Enrg cons tel.Conces (enregistreur de consommation télérélevée hors projet compteur communicant)					10
Postes liv. 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 1er 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 1er 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 1er 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 pratiquées 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

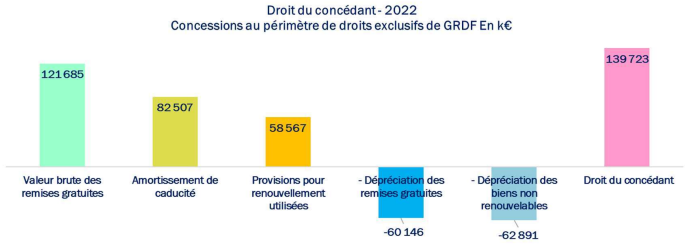
Le compte « droit du concédant » correspond, au terme de la concession, à la valeur des biens qui seront remis par le Concessionnaire. Il représente la part des ouvrages financés par la collectivité, les usagers et les tiers. À la fin du contrat, il est égal à la valeur d'actif net du patrimoine concédé. 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
Dont remises gratuites de tiers	*21 966*	*24 167*	*26 120*	*29 179*	*28 061*
Dont remises gratuites suite à renouvellement du contrat	*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



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 disparaitre 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 réévaluée 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€**.

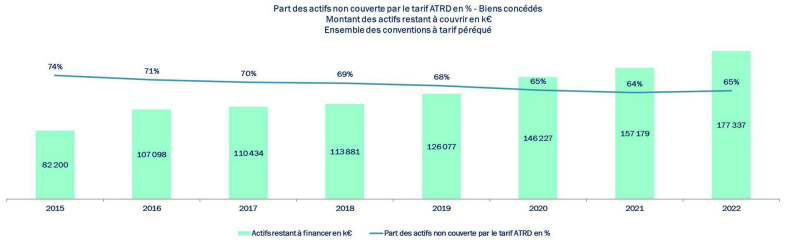
Ainsi, un peu moins de **65 %** de la valeur des biens concédés financés par le Concessionnaire et affectés aux concessions du SDEC ÉNERGIE **n'ont pas été couverts par le tarif d'acheminement fixé par le CRE**.

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,

  - 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,

  - 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**,

  - 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,

  - 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.

- 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 apparait 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 apparait 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 1er 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 1ER 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 progresse de 506 k€ soit 1,5%. A périmètre contant 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.

84

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**
Dont prestations ponctuelles	*313*	*365*	*367*	1%	2
Dont prestations récurrentes	*1 234*	*1 386*	*1 377*	-1%	-9
Dont prestations à destination des producteurs de biométhane	*28*	*135*	*123*	-9%	-12
Dont raccordements et autres travaux	*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 au 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	2029	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 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 2021/202 En €
Recettes d'acheminement	**28 404**	**30 141**	**32 756**	**31 113**	-10%	-3 471
Part Abonnement	*11 213*	*12 114*	*12 064*	12 312	-3%	-362
Part Consommation	*15 816*	*16 557*	*19 156*	17 127	-15%	-3 109
Part Capacité (+Terme distance TP)	627	613	631	708	-3%	-20
Part commissionnement (reversé aux fournisseurs)	*748*	*857*	906	965	2%	19
Charges Nettes d'Exploitation	**12 432**	**13 336**	**13 890**	**15 853**	9%	1 350
Charges d'exploitation brutes	*14 409*	*16 373*	*16 333*	17 941	5%	798
Recettes liées aux prestations complémentaires	*-1 956*	*-3 029*	*-2 426*	-2 064	-21%	-559
Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée	*-21*	*-8*	-17	-24	37%	7
Charges d'investissements	**15 135**	**16 106**	**16 564**	**18 743**	8%	1 320
Remboursement économique	*7 997*	*9 610*	*9 875*	11 236	8%	818
Rémunération de la base d'actifs	*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		

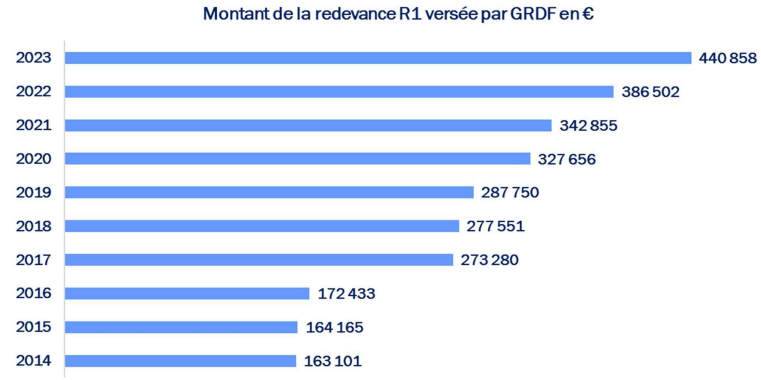
Concession 2017 Concession non péréquée en k€	2019	2020	2021	2022
Recettes d'acheminement	**9**	**14**	**19**	**19**
Part Abonnement	*4*	*6*	*9*	9
Part Consommation	*5*	*7*	*10*	9
Somme de Part Capacité (+Terme distance TP)	*0*	*0*	*0*	0
Part Commissionnement	*0,1*	*0,2*	*0,3*	0,4
Charges nettes d'exploitation	**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

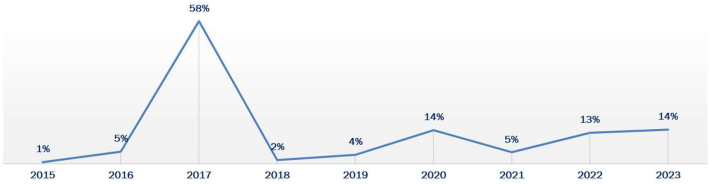
Les redevances dites R1 ont pour objet de financer les frais supportés par le syndicat en vue de lui permettre d'exercer ses compétences dans les domaines suivants :

- 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.



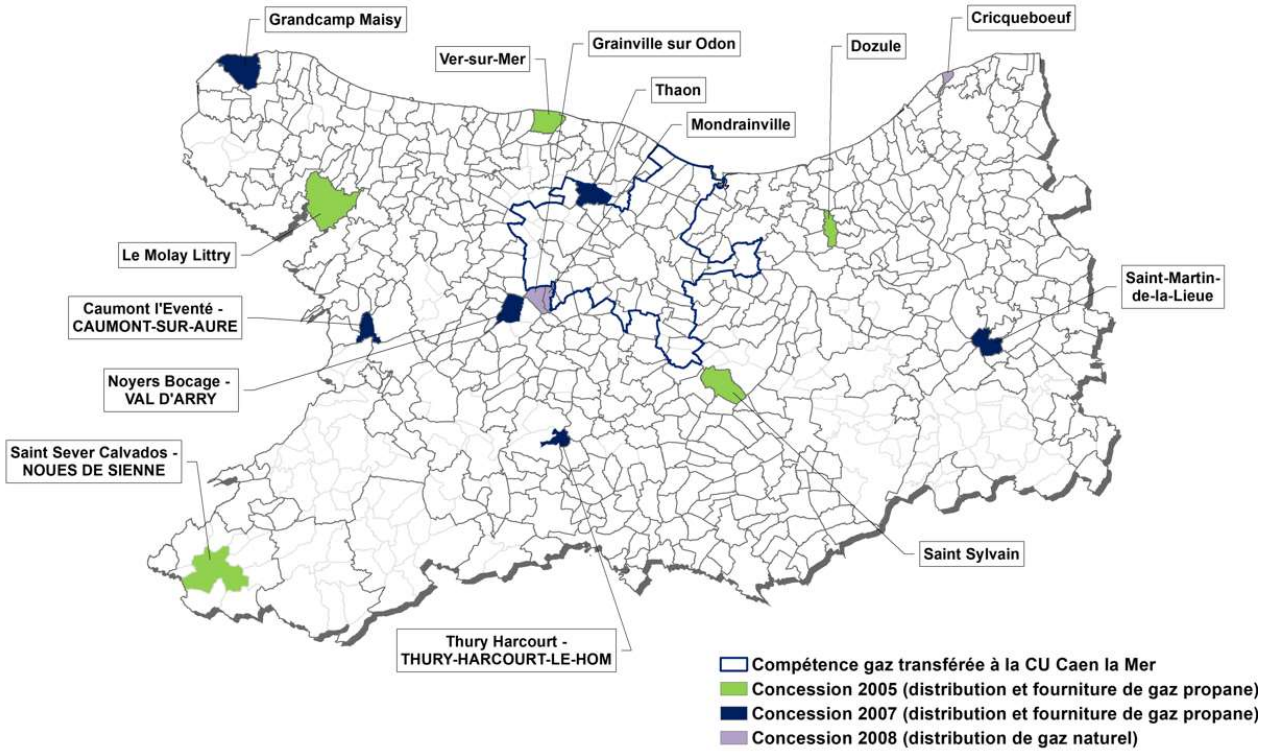
Points faibles ou en attente récurrente

- 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
Données ANTARGAZ ÉNERGIES
Données 2022

Le périmètre

Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Communes : Dozulé, Le Molay Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados), Saint Sylvain, Ver sur Mer.
Concession 2007	Communes : Caumont sur Aure (Caumont-l'Éventé), Grandcamp-Maisy, Val D'Arry (Noyers-Bocage), Saint Martin de la Lieue, Thaon, Le Hom (Thury-Harcourt).
Concession 2008	Communes : Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville.



Données contractuelles	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	26/12/2008
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution Gaz naturel
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2038

Quelques données chiffrées

Synthèse des contrats à fin 2022	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Total
Nombre d'usagers	nb	439	504	170	1 113
Volumes consommés	GWh	8,1	7,2	6,1	21,3
Longueurs de réseau	km	21	20	10	52
Nombre d'incidents	nb	5	4	1	10
Nombre d'usagers coupés	nb	2	0	0	2
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 205	1 293	543	3 040
Dépenses annuelles investies	k€	11	12		23
Résultats d'exploitation	k€	-42	-181	67	

Extraits des conclusions du rapport de contrôle

Bilan	Commentaires
	Le Concessionnaire a clarifié plusieurs indicateurs et éléments fournis. Cette clarification doit se poursuivre.
	Plusieurs contrôles par échantillonnage ont eu des résultats satisfaisants.
	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 Concession 2008, évolution des reliquats…)
	Le développement des concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008, 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.
	Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence et la pratique des amortissements doit encore s'améliorer.
	Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de service ne sont pas satisfaisants : consolidation des tarifs sociaux incorrecte, absence de conseil tarifaire, impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes, pas d'indicateurs relatifs à l'utilisation du chèque énergie.
	Le Concessionnaire doit : - parfaire l'inscription des valeurs brutes à l'inventaire (présence de lignes d'inventaires non valorisées, anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et l'absence valorisation des retraits d'ouvrages), - corriger le calcul des droits du concédant, - clarifier les clés de répartition des charges indirectes des comptes d'exploitation.

Mission de contrôle 2023

Rapport ANTARGAZ ÉNERGIES

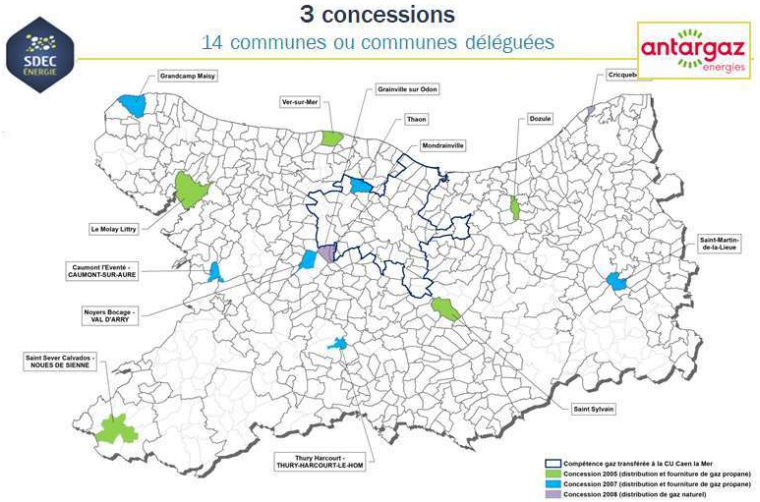
Données 2022

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, collectivité en charge de l'organisation du service public de gaz et **Autorité concédante**, a conclu en 2005, 2007 et 2008, trois conventions de Concession avec la société **ANTARGAZ ENERGIES** pour une durée de 30 ans. Ces Concessions ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de Délégation de Service Public (DSP).

Aux termes de ces conventions, **le Concessionnaire, ANTARGAZ ENERGIES,** s'est engagé à concevoir, réaliser et exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées. Par ailleurs, il fournit du gaz propane aux usagers des Concessions 2005 et 2007.

Synthèse des contrats à fin 2022	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	26/12/2008
Missions du concessionnaire	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution Gaz naturel
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2038
Régime des biens	Biens concédés faisant retour gratuit au terme du contrat	Biens concédés faisant retour gratuit au terme du contrat	Biens concédés faisant retour moyennant une indemnité

Les conventions de Concession conclues avec **ANTARGAZ ENERGIES** recouvrent **14 communes** dont **11** alimentées **en gaz propane** (Concession 2005 et 2007) et **3** communes alimentées en **gaz naturel** (Concession 2008).



Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Dozulé, Le Molay Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados)[1], Saint Sylvain, Ver sur Mer.
Concession 2007	Caumont sur Aure (Caumont-l'Éventé), Grandcamp-Maisy, Val D'Arry (Noyers-Bocage), Saint Martin de la Lieue, Thaon, Le Hom (Thury-Harcourt).
Concession 2008	Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville.

[1] Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre d'une seule commune déléguée, signalée entre parenthèses dans ce tableau.

Le **SDEC ÉNERGIE** réalise chaque année une mission de contrôle afin de s'assurer du bon accomplissement des missions qui ont été confiées au Concessionnaire[2]. Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la **mission de contrôle 2023** à partir des données communiquées par le **Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES au titre de l'année 2022**.

La mission de contrôle a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- **A 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…
- **A l'inventaire technique des ouvrages** => évolution du patrimoine : nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge…
- **A la qualité de fourniture et la sécurité** => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz…
- **A 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 attente 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 différentes mailles.

L'ensemble des échanges liés à la mission de contrôle 2023 ont été organisés en vidéoconférence. Les données communiquées par le Concessionnaire ont pour partie, été communiquées avec du retard. Pour la partie comptable de cette mission de contrôle, le Concédant a été assisté par les représentants du Cabinet COGEDIAC.

Déroulé de la mission de contrôle 2023



[2] Article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales : *« [les] autorités concédantes de la distribution publique …de gaz …négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées… par les cahiers des charges de ces concessions. ».*

Quelques éléments d'informations relatifs au Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES

Créée en 1936, la SOGAL (SOciété des GAz Liquides de pétrole) adopte la marque Antargaz en 1951. Entre 1976 et 2000, elle a fait partie du groupe Elf Aquitaine, sous le nom Elf Antargaz. En 2001 l'entreprise est cédée à Paribas Affaires Industrielles. Paribas Affaires Industrielles revend Antargaz en 2004 à la holding américaine **Ugi Corporation**, leader aux USA de la distribution du gaz propane via une filiale de la holding UGI France. En 2015, Antargaz rachète la filiale gaz de Total : TotalGaz, et la renomme Finagaz.

En 2019, la société renomme ses deux marques en une seule « **ANTARGAZ ENERGIES** ». La même année Madame Laurence Broseta, Vice-Présidente d'UGI Ouest (France et Benelux), devient présidente de la société. Nommée Directrice générale d'UGI International, elle annonce la nomination de Madame Anne de Bagneux au poste de Vice-Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES le 1er septembre 2021. Madame Anne de Bagneux est nommée Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES le 14 juin 2023.

ANTARGAZ ENERGIES distribue du gaz propane et du gaz butane en bouteilles et du **GPL Carburant** (Gaz de Pétrole Liquéfié destiné à alimenter en énergie des véhicules équipés pour ce carburant). **ANTARGAZ ENERGIES** est un acteur alternatif sur le **marché de gaz naturel** depuis 2009. L'entreprise propose également une gamme d'offres **gaz propane en citernes**, ainsi que des solutions **gaz en réseaux**. Opérateur agréé par le ministère de l'Industrie, **l'entreprise opère également dans la distribution de gaz en réseau pour les collectivités locales dans le cadre de Délégation de Service Public (DSP).**

En 2021, grâce à son rapprochement avec Redéo Energies, la société devient le 3e acteur français du biométhane.

Au 31 décembre 2022 :

- **ANTARGAZ ENERGIES** alimente **180 communes** dont l'exploitation des réseaux lui a été concédée au travers de **91 contrats de Concession** avec **21 syndicats d'énergie** et **9 communes en direct**.
- **ANTARGAZ ENERGIES** exploite près de **319 km** de réseaux. La société comptabilise **7 936** points de consommation[3] sur ces réseaux. Elle a distribué **115,73 GWh**[4] de gaz et a acheminé **17,34 GWh** de gaz naturel sur ces réseaux.

Au 31/12/2022	National	Concessions du SDEC ENERGIE			Ensemble des Concessions du SDEC ENERGIE	Part des Concessions du SDEC ENERGIE
		2005	2007	2008		
Nombre de communes en Concession	180	5	6	3	14	8 %
Nombre de contrats de Concession	91	1	1	1	3	3 %
Nombre de points de comptage et d'estimation	7 926	669	755	303	1 727	22 %
Quantité de gaz propane distribué en GWh	116	8	7		15	13 %
Quantité de gaz naturel acheminé en GWh	17			6	6	35 %
Linéaire de réseaux de distribution en km[5]	319	17	17	9	43	13 %

[3] Le point de comptage et d'estimation (PCE) est un numéro identifiant de façon unique un lieu de livraison. Le PCE peut être dit actif lorsqu'il enregistre une consommation ou inactif lorsque le PCE n'enregistre pas de consommation.
[4] 1 GWh = 1 000 000 kWh.
[5] Hors longueurs de branchements.

TABLE DES MATIÈRES

I. LES USAGERS 6

1. Les consommateurs 6
2. Les consommations en GWh 8
3. La fourniture de gaz propane 10
4. La fourniture de gaz naturel 15
5. La relève des compteurs 18
6. Les prestations annexes 19
7. La gestion des impayés 20
8. Le Chèque Energie 20
9. La satisfaction des usagers 21

BILAN DE LA PARTIE USAGERS 22

II. LES TRAVAUX REALISES DANS L'ANNEE 23

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux 23
2. Les extensions de réseau 24
3. Les raccordements 26
4. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX 29

III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION 30

1. Qualité des données communiquées 30
2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux 31
3. Le linéaire de canalisations de distribution 32
4. Le linéaire de canalisations de branchements 34
5. Le stockage 36
6. Les compteurs 37
7. Les vannes 38
8. La cartographie des ouvrages 39

BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES 40

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ 41

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire 41
2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités 43
3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence 44
4. La surveillance des réseaux 45

BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ 46

V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES 47

1. Données comptables et financières communiquées 47
2. La valeur brute des ouvrages 48
3. Les valeurs nettes et les amortissements 50
4. Les dépenses d'investissements 52
5. Le renouvellement des ouvrages 53
6. Le compte « droits du Concédant » 53
7. La rentabilité des Concessions 54
8. Les comptes d'exploitation synthétiques 56

BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE 59

Annexe n°1 : Données à maille communale 60

1. Concession 2005 60
2. Concession 2007 61
3. Concession 2008 62

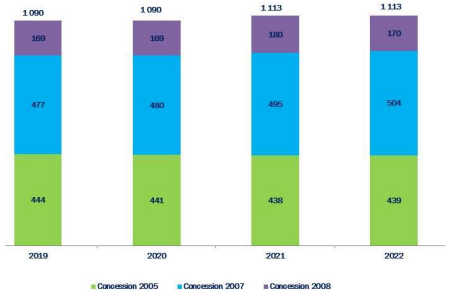
Annexe n°2 : Les comptes d'exploitation détaillés 63

1. Concession 2005 63
2. Concession 2007 63
3. Concession 2008 64

I. LES USAGERS

1. Les consommateurs[6]

Le nombre de consommateurs par Concession de 2019 à 2022 :



En 2022, on dénombre 1 113 usagers sur l'ensemble des Concessions comme en 2021.

Il est à noter qu'ANTARGAZ ENERGIES a corrigé lors de la mission de contrôle, le nombre d'usagers communiqué pour l'exercice 2021 : 1 125 usagers avant correction, 1 113 après correction.

Cette correction est liée à une erreur humaine, certains usagers isolés[7] et leurs consommations ayant été comptabilisés au titre des usagers raccordés aux réseaux des Concessions.

.

Si le nombre d'usagers est stable pour les trois Concessions, il évolue différemment à la maille de chaque Concession :

- La Concession 2005 comptabilise 439 consommateurs en progression d'un consommateur supplémentaire par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2007 comptabilise 504 consommateurs en progression de 9 consommateurs supplémentaires par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2008 comptabilise 170 consommateurs en perte de 10 consommateurs de gaz naturel par rapport à l'exercice précédent.[8]. **L'évolution du nombre de consommateurs sur la Concession 2008 sera donc à surveiller lors du prochain exercice.**

Les 1 113 consommateurs de gaz des trois Concessions utilisent soit du gaz propane soit du gaz naturel. On comptabilise en 2022, 943 usagers consommant du gaz propane (concession 2005 et 2007), et 170 usagers consommant du gaz naturel (concession 2008).

Pour les Concessions 2005 et 2007, les usagers dits sociaux[9] représentent 48 % des consommateurs (455 usagers), les particuliers représentent 42 % des consommateurs (398 usagers) et les usagers professionnels et les collectivités représentent 10 % des consommateurs.

Au terme de la mission de contrôle, il apparait que la consolidation des tarifs sociaux mise en œuvre par ANTARGAZ ENERGIES n'est pas conforme aux dispositions des cahiers des charges de Concession.

Il s'agit d'un manquement du Concessionnaire à ses obligations, qui pourrait amener le SDEC ENERGIE à appliquer des pénalités si la consolidation des tarifs pratiquée par le Concessionnaire a eu pour conséquence une mauvaise application de la tarification aux usagers concernés.

Pour ce qui concerne les consommateurs de gaz naturel, ils ressortent exclusivement de la tranche tarifaire dite « T2 » (Option T2 : Chauffage individuel + petits professionnels).

[6] En annexe n° 1, le lecteur trouvera le nombre d'usagers par commune et par Concession.
[7] Les usagers isolés sont des clients non raccordés aux réseaux des Concessions 2005 et 2007, mais qui bénéficient des tarifs pratiqués dans le cadre de ces conventions, en application des dispositions des cahiers des charges.
[8] Laurence Poirier-Dietz directrice générale de GRDF, devant l'association des journalistes économiques et financiers (Ajef)) : « C'est la première année depuis longtemps où l'on va constater un recul de notre nombre de clients chauffage. Les causes de ces baisses sont multiples : baisse du nombre de clients fiouls en reconversion, attentisme lié à l'évolution des prix, inflation… »
[9] Les usagers dits « sociaux » sont des locataires de bailleurs sociaux ou des collectivités publiques qui bénéficient de tarifs correspondant aux tarifs de la somme des consommations de tous les locataires d'un même bailleur social ou de tous les sites appartenant à une même collectivité. Ce volume consommé est compilé à la maille de la commune ou de la Concession en fonction des dispositions des cahiers des charges. C'est ce qu'on appelle la consolidation des tarifs sociaux.

Éléments à retenir

⇨ Le nombre de consommateurs déclarés par le Concessionnaire au titre du compte rendu d'activité est une « photo » du nombre d'usagers consommant au 31 décembre de l'année N.

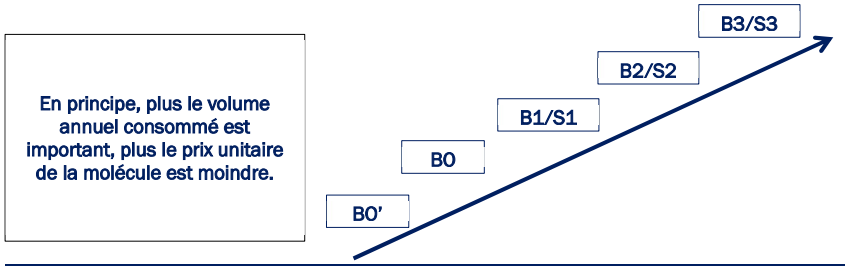
Concession 2005 — Concession 2007

La segmentation des consommateurs de gaz propane

⇨ Les tarifs de fourniture du gaz propane sont établis selon une segmentation des usagers basée sur une estimation de leurs consommations annuelles et leurs catégories. Il existe 3 catégories de consommateurs : les particuliers, la catégorie des professionnels et la catégorie des usagers sociaux.

Les particuliers		Les professionnels		Les usagers sociaux	
Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh	Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh	Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh
B0'	0 à 6 000				
B0	> 6 000				
		B1	< 150 000	S1	< 150 000
		B2	>150 000 à <300 000	S2	>150 000 à <300 000
		B3	> 300 000	S3	> 300 000

La pyramide tarifaire — Fourniture de gaz propane



Concession 2008

La segmentation des consommateurs de gaz naturel

Il est à noter qu'au 1er juillet 2022, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) a imposé un abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (de 6 à 4 MWh/an), pour refléter la baisse des consommations des usagers se chauffant au gaz naturel.

Tranches tarifaires	Volume annuel consommé en kWh
T1	0 à 6 000 kWh
T2	6 000 à 300 000 kWh
T3	300 000 à 5M kWh
T4	> 5M kWh

2. Les consommations en GWh[10]

Les consommations par Concession de 2018 à 2022 en GWh :

Sur l'ensemble des trois Concessions, le volume des consommations décroit d'un peu moins de 18 % par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 21,3 GWh en 2022.



Cette baisse est plus ou moins importante en fonction des Concessions :

– Pour ce qui concerne la Concession 2005, le volume consommé diminue de 16 % pour atteindre 8,1 GWh,

– Pour ce qui concerne la Concession 2007, le volume consommé baisse de 10 % pour atteindre 7,2 GWh.

Ainsi le volume consommé de gaz propane pour les deux concessions 2005 et 2007 diminue de 13 %.

Pour ce qui concerne la Concession 2008, le volume distribué de gaz naturel décroit de 27 %, pour s'établir à 6,1 GWh. Le Concessionnaire a déclaré qu'il constate une baisse moyenne de 25 % du volume distribué de gaz naturel sur les réseaux concédés à ANTARGAZ ÉNERGIES.

Plusieurs phénomènes expliquent ces baisses plus ou moins 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 de consommation liée à la hausse des prix de l'énergie.

Le volume annuel déclaré « consommés » par le Concessionnaire pour les Concessions 2005 et 2007 est la somme des volumes facturés dans l'année à laquelle on ajoute des provisions représentant la part des volumes non facturés de l'année (provisions), et à laquelle est soustrait le montant des provisions de l'année précédente (reprise de provisions).

À la suite des échanges intervenus lors de la mission de contrôle, ce mécanisme est mieux appréhendé par l'Autorité concédante. En effet, la définition des volumes facturés est désormais partagée ainsi que partiellement, celle des volumes provisionnés. Cependant, quelques questions restent sans réponse au terme de la mission de contrôle, notamment celles relatives aux modalités de calcul des estimations de consommations.

La clarification de ce mécanisme doit se poursuivre sur le prochain exercice.

71 % des usagers de la Concession 2005 et 76 % des usagers de la Concession 2007 bénéficient d'une mensualisation de la facturation (voir ci-contre les modalités de la facturation).

[10] En annexe n° 1, le lecteur trouvera le volume consommé (concession 2005 et concession 2007) /distribué (concession 2008) par commune et par Concession.

Les volumes consommés de gaz propane Concession 2005 — Concession 2007

Le volume que le Concessionnaire déclare comme « consommé » au titre du compte rendu d'activité de l'année n est le résultat de la formule suivante :

V (D n) = V (Fac n) + V (Prov n) — V (Prov n-1)

Ou :

V (D n) : Volume déclaré comme consommé par le Concessionnaire (en kWh),

V (Fac n) ou Volume facturé : somme des volumes facturés (factures émises entre le 01/01/N et le 31/12/N) (en kWh),

V (Prov n) ou provisions : somme des provisions correspondant aux consommations estimées entre les dernières périodes facturées des usagers et le 31/12 de l'année N (en kWh). Pour les usagers mensualisés, il s'agit de la dernière période de facturation de leur dernière facture annuelle (les périodes ayant fait l'objet d'acomptes, n'ayant pas fait l'objet d'une facture annuelle dans l'année N ne sont pas prises en compte dans le volume facturé).

V (Prov n-1) = reprises de provisions de n-1.

Les modalités de facturation — Concession 2005 — Concession 2007

1) **Deux rythmes de facturation peuvent être adoptés par l'usager** :

- **La facturation annuelle**, dans ce cas l'usager client reçoit :

I) une facture annuelle de régularisation (à compter d'une relève réelle du compteur) : cette facture annuelle reprend les abonnements et les consommations en kWh et la déduction des prélèvements effectués. Si le solde de l'usager est débiteur, un onzième prélèvement est émis correspondant au solde des sommes dues. Si le solde de l'usager est créditeur soit il est remboursé du trop-perçu, soit ce solde est reporté.

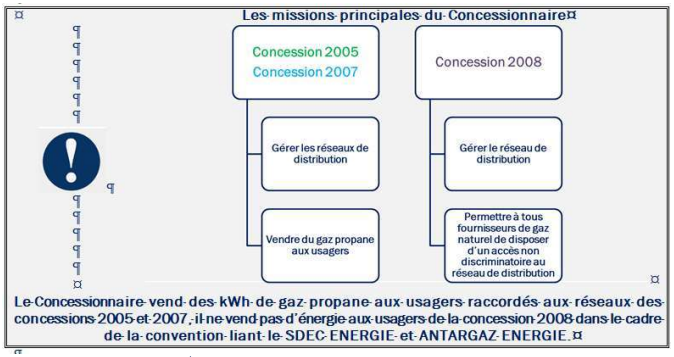
II) ainsi qu'un échéancier : Le premier échéancier couvre une période de 6 mensualités au minimum, et de 10 mensualités au maximum. Cet échéancier indiquera le montant et les dates d'échéance de l'abonnement et des acomptes mensuels calculés en fonction des consommations prévisionnelles de gaz. Pour bénéficier de ce mode de facturation, l'usager doit obligatoirement opter pour le prélèvement automatique.

- **La facturation bimensuelle** : l'usager 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'usager 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.

2) **Les formes de la facture** : facture électronique (le client doit régler par virement bancaire ou prélèvement automatique) ou papier.

3) **Mode de règlement des factures** : chèque, virement bancaire, SEPA, prélèvement automatique, carte bancaire. En ce qui concerne la date des prélèvements, l'usager peut choisir entre le 5, le 10, le 15 ou le 20 de chaque mois.

3. La fourniture de gaz propane



Les principes qui régissent la tarification de la fourniture de gaz propane

La tarification du service public de fourniture de gaz propane est dépendante de la catégorie d'usagers concernés et de leurs besoins annuels. Elle est composée d'un terme proportionnel à la consommation dit « tarifs de fourniture du gaz propane » et, d'un terme d'abonnement.

Les tarifs de fourniture du gaz propane ont été fixés **à la date d'entrée en vigueur des Concessions. Ils sont actualisés deux fois par an le 1er avril et le 1er octobre** selon une formule d'actualisation des prix inscrite aux cahiers des charges des Concessions.

Les évolutions des tarifs de fourniture du gaz propane d'une période tarifaire à une autre, ne peuvent dépasser +/— 10 % par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2005 et +/- 9 % par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2007.

C'est ce que nous appelons « le lissage » des prix de vente.

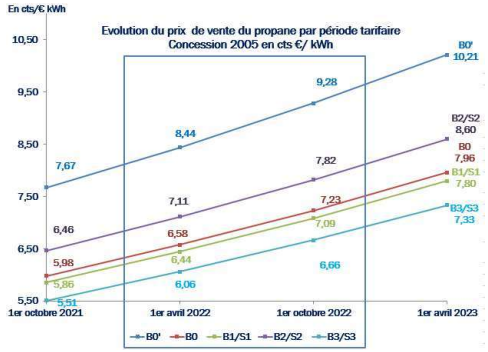
Le montant de l'effet de ce plafonnement dénommé **le reliquat** est reporté, en plus ou en moins, sur le prix de la période suivante **en fonction de sa consommation estimée**. Si l'affectation de ce reliquat entraîne, pour la période suivante, **un nouveau dépassement** de cette marge d'évolution, le prix est à nouveau **modéré et le nouveau reliquat reporté sur la période suivante** et ainsi de suite.

Les prix des **abonnements** varient en fonction des tranches tarifaires. 3 prix distincts sont fixés, ils sont actualisés le **1er avril de chaque année** en fonction d'un **coefficient de révision.**



1. Le tarif du service public de fourniture de gaz propane dépend de deux paramètres : la catégorie de l'usager (particuliers/ Professionnels/ usagers sociaux) et son besoin annuel (5 tranches).
2. Ce tarif est composé d'un terme proportionnel à la consommation de l'usager et, d'un terme d'abonnement.
3. Le tarif des différentes catégories d'usagers pour chaque tranche tarifaire a été fixé à la date d'entrée en vigueur des concessions.
4. Chaque tarif est actualisé deux fois par an, le 1er avril et le 1er octobre, selon une formule d'actualisation des prix inscrite aux cahiers des charges des concessions.
5. Les évolutions des tarifs d'une période tarifaire à une autre ne peuvent dépasser +/- 10% par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2005 et +/- 9% par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2007.
6. Le reliquat ainsi constitué est reporté sur la période tarifaire suivante. Si l'affectation de ce reliquat entraîne, un nouveau dépassement de cette marge d'évolution, le prix est à nouveau modéré et le nouveau reliquat reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

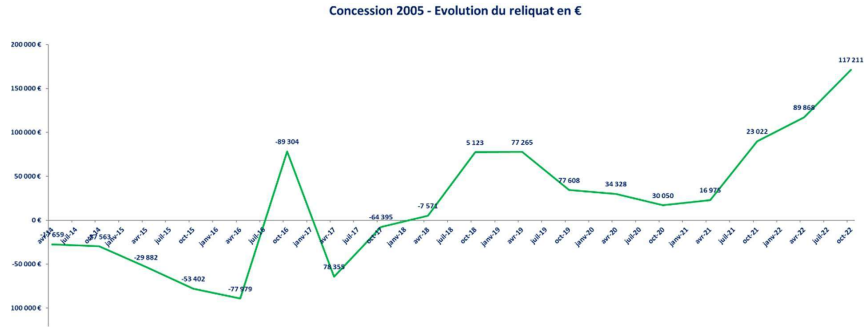
Concession 2005: Evolution du prix de vente du kWh de propane



Pour ce qui concerne la Concession 2005, au 1er avril 2022 et au 1er octobre 2022, les prix de vente du KWh de propane ont tous évolué à la hausse de 10 % par rapport aux tarifs antérieurs.

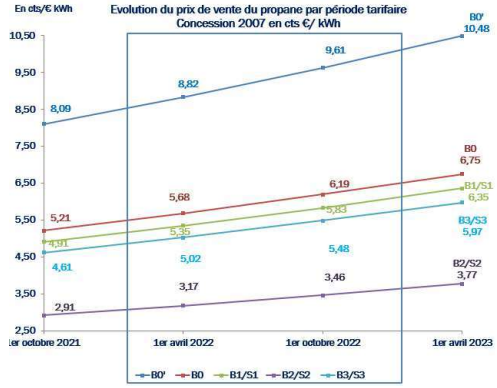
Ces augmentations sont la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires qui a limité ces augmentations à 10 % alors que les prix calculés progressaient plus fortement. Ces hausses en fonction des tranches tarifaires se sont établies entre 22 et 44 % en avril 2022 et entre 11 et 32 % en octobre 2022.

Le reliquat progresse donc fortement en 2022. En avril 2022, il s'établissait à 117 211 €. Au 1er octobre 2022, il atteint 171 365 €. **L'évolution du reliquat et son rythme de résorption seront à surveiller lors du prochain exercice.**



Il est à noter que depuis octobre 2019, le prix de vente du KWh de propane des usagers B2/S2 est supérieur à celui des usagers des usagers B0 alors que les usagers de cette tranche consomment un volume plus important de propane.

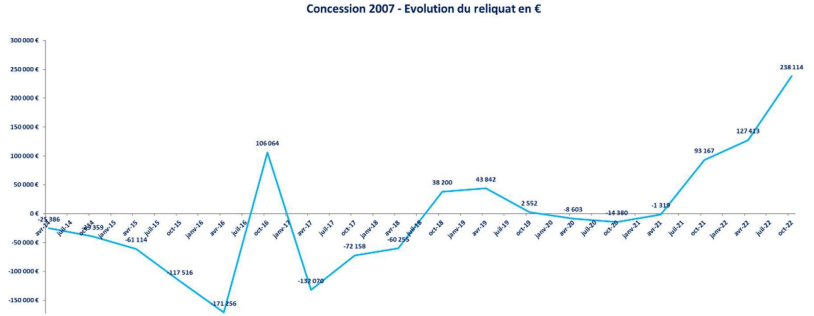
Concession 2007: Evolution du prix de vente du kWh de propane



Pour ce qui concerne la Concession 2007, au 1er avril 2022 et au 1er octobre 2022 les prix de vente du KWh de propane ont tous évolué à la hausse de 9 % par rapport aux tarifs antérieurs.

Ces augmentations sont la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires qui a limité ces augmentations à 9 % alors que les prix calculés progressaient plus fortement. Ces hausses en fonction des tranches tarifaires se sont établies entre 23 et 153 % en avril 2022 et entre 15 et 154 % en octobre 2022.

Le reliquat progresse donc fortement entre ces deux périodes. En avril 2022, il s'établissait à 127 413 €. Au 1er octobre 2022, il atteint 238 114 €. **L'évolution du reliquat et son rythme de résorption seront à surveiller lors du prochain exercice.**



Il est à noter que depuis octobre 2018, le prix de vente du kWh de propane des usagers B3/S3 est supérieur à celui des usagers des usagers B2/S2 alors que les usagers de cette tranche consomment un volume plus important de propane.

Par un courrier en date du 21 décembre 2022 ANTARGAZ ÉNERGIES a sollicité la conclusion d'un avenant pour chaque convention de Concession de distribution visant à modifier la structure tarifaire des Concessions et augmenter les prix du kWh de propane.

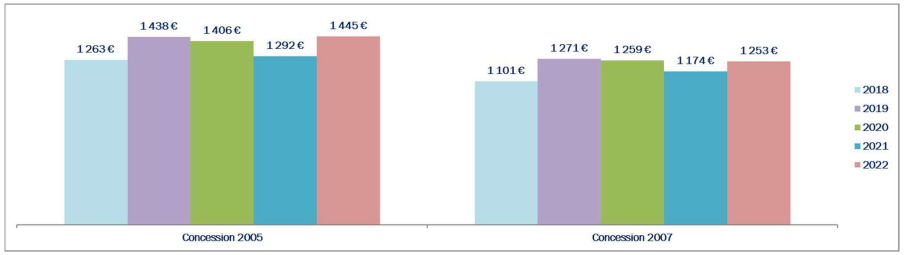
La demande du Concessionnaire a été rejetée par le SDEC ENERGIE, les modifications contractuelles sollicitées étant injustifiées et disproportionnées au vu des évènements invoqués par le Concessionnaire et dont le caractère imprévisible n'était pas établi.

Concessions 2005 et 2007 : Évolution du prix des abonnements et des prestations annexes

Abonnements annuels par tranche tarifaire en €	Concession 2005	Concession 2007
	Avril-2022	
B0', B0 et S1, S2, S3	164,5 €	161,5 €
B1 et B2	197,4 €	193,8 €
B3	258,5 €	253,8 €
Évolution (%)	**1,9 %**	**1,9 %**

Évolution des prix des prestations en € Concession 2005 et Concession 2007	Avril 2022	Évolution
Mise en service sans déplacement	16,0	
Mise en service avec déplacement	46,8	
Coupure sans dépose pour travaux	92,2	
Coupure avec dépose pour travaux	104,3	
Rétablissement suite à coupure pour travaux sans repose	92,2	
Rétablissement suite à coupure pour travaux avec repose	104,3	
Coupure pour impayés	92,2	
Rétablissement à la suite de coupure pour impayés	46,8	
Relevé spécial	92,2	
Vérification des données de comptage sans déplacement	16,0	
Contrôle visuel du comptage	92,2	
Contrôle en laboratoire d'un équipement de comptage	303,5	
Étude technique sans déplacement	92,2	**1,8 %**
Étude technique avec déplacement	184,3	
Raccordement seul en premier établissement	627,0	
Raccordement avec contrat d'abonnement en 1er établissement	317,9	
Raccordement après travaux de 1er établissement	1 057,4	
Raccordement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 5 branchements avec contrat d'abonnement	456,9	
Forfait d'encastrement	186,2	
Déplacement sans intervention	92,2	
Frais de dédit pour annulation tardive avant intervention programmée	30,7	
Frais liés au déplacement d'un agent assermenté	491,6	
Diagnostic sécurité des installations intérieures	104,3	
Défaut de règlement	20,9	
Changement de compteur gaz	Devis	
Changement de coffret ou de porte de coffret	Devis	
Modification ou déplacement de branchement	Devis	

L'Évolution du coût annuel en € pour un usager particulier consommant 15 000 kWh/an de propane de 2018 à 2022



La modélisation d'une facture annuelle d'un particulier consommant 15 000 kWh/an de gaz propane toutes taxes comprises (soit un usager de la tranche B0) fait apparaitre une hausse du montant dû par l'usager en 2022. Cette augmentation est de 153 € (12 %) pour un usager particulier de la Concession 2005 et de 79 € (7 %) pour un usager de la Concession 2007.

Ces augmentations sont liées aux augmentations indiquées ci-dessous :

1) Pour les usagers de la Concession 2005 :
– Augmentation du prix du kWh de propane de 10 % en avril et en octobre 2022,
– Augmentation du prix l'abonnement en avril 2022 de 1,9 %.

2) Pour les usagers de la Concession 2007 :
– Augmentation du prix du kWh de propane de 9 % en avril et en octobre 2022,
– Augmentation du prix l'abonnement en avril 2022 de 1,9 %.

Le régime des taxes applicables à la facturation des usagers		
Composition de la facture	**Nature de la taxe appliquée**	**Taux**
Abonnement	TVA	5,5 %
Consommations	TVA	20 %
Prestations et services	TVA	20 %
Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques [11](TICPE 0.48 cts/kWh)	TVA	20 %

[11] Pour plus information sur la TICPE : https://www.economie.gouv.fr/entreprises/taxe-interieure-consommation-sur-produits-energetiques-ticpe

4. La fourniture de gaz naturel

Pour ce qui concerne la fourniture d'énergie, depuis l'ouverture totale à la concurrence de cette activité le 1er juillet 2007, les usagers peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel. Conséquence de cette ouverture, des fournisseurs dits alternatifs sont entrés sur le marché de détail du gaz naturel.

Jusqu'en 2019, les consommateurs ont ainsi pu choisir entre deux types d'offres : les offres de marché dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs et les tarifs règlementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics. Les offres aux TRV se sont éteintes le 1er juillet 2023.

Dans le cadre de la **Concession 2008**, ANTARGAZ ENERGIES est chargé de la **distribution de gaz naturel[12].**

Dans l'exercice de cette mission, le Concessionnaire doit être **indépendant de tous les autres acteurs du marché et permettre à tous les fournisseurs qui en font la demande de disposer d'un droit d'accès non discriminatoire au réseau[13]. Ces règles s'appliquent à ANTARGAZ ÉNERGIES tant vis-à-vis de son activité interne de fournisseur de gaz naturel que vis à vis des autres fournisseurs.**

En 2022, 4 fournisseurs alternatifs ont délivré du gaz naturel sur la Concession 2008, il s'agissait des fournisseurs suivants :

Catégories d'usagers	Liste des fournisseurs de gaz naturel actifs Concession 2008	
	2021	2022
Particulier	ANTARGAZ ENERGIES	ANTARGAZ ENERGIES
Professionnel	1— ANTARGAZ ENERGIES 2–Enovos 3- Es 4- Solvay	1— ANTARGAZ ENERGIES 2- Enovos 3—Valmy 4- ENI

Un seul fournisseur fournit du gaz naturel aux usagers résidentiels de la Concession 2008, Il s'agit d'ANTARGAZ ENERGIES.

Si le Concédant ne remet pas en cause l'indépendance du Concessionnaire vis-à-vis de son entité fournissant du gaz naturel, **il attend néanmoins que le GRD mette tout en œuvre afin d'accompagner rapidement l'introduction d'autres fournisseurs sur ce segment de consommation.**

Lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a réaffirmé que ses flux informatiques (échanges courriel avec les fournisseurs) étaient conformes aux standards utilisés par l'ensemble des GRD et donc que tous les fournisseurs de gaz naturel pouvaient une offre de service sur le périmètre de la Concession 2008, s'ils le souhaitent.

Le 2 aout 2023, les clients d'ANTARGAZ ÉNERGIES (fournisseur de gaz naturel) ont été informés qu'à compter du 1er octobre, leur contrat serait transféré à la société MET ENERGIE France.

Sur le périmètre de la Concession 2008, pour les particuliers, aucun autre fournisseur n'ayant déclaré proposer des offres, il était de fait impossible à ces derniers de résilier leur contrat, sauf à changer d'énergie.

Le SDEC ENERGIE est intervenu auprès de la Commission de régulation (CRE) afin d'attirer son attention sur cette problématique et imposer un développement effectif de la concurrence en matière de fourniture de gaz naturel.

[12] C'est un Gestionnaire de Réseau Distribution de gaz naturel ou « GRD ».

[13] Cet accès s'inscrit dans un cadre contractuel définit par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) : Le contrat d'acheminement-distribution (CAD), liant ANTARGAZ ÉNERGIES et le fournisseur intéressé précise les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès au réseau et son utilisation.



Compte tenu de la hausse exceptionnelle sur les marchés du gaz naturel constatée en 2021 et 2022 un bouclier tarifaire gaz a été adopté par les pouvoirs publics.

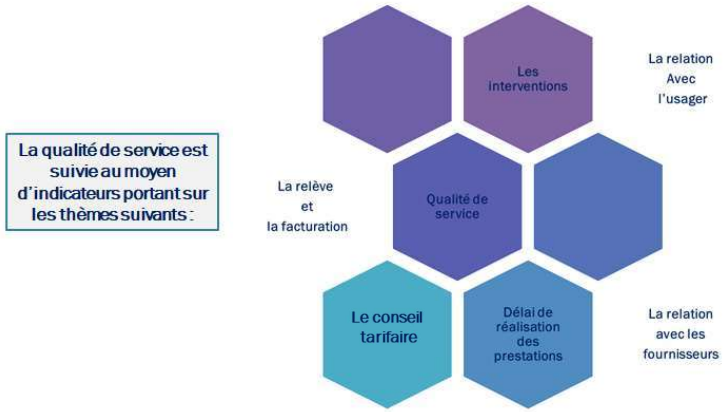
Le bouclier tarifaire a gelé les TRV de gaz naturel pour aider les consommateurs résidentiels individuels.
Début 2022, le dispositif d'aide a été étendu aux habitants des logements chauffés par un chauffage collectif au gaz ou par un réseau de chaleur urbain utilisant du gaz naturel.

Il a été prolongé pour le second semestre 2022 et pour l'ensemble de l'année 2023. Pour 2024, l'aide ne concerne que les contrats signés avant le 30 juin 2023 à un prix supérieur à 72,8 €/MWh.

En 2022, les particuliers raccordés au réseau de la Concession 2008 ont bénéficié de ce bouclier tarifaire à compter du 1er décembre 2022 en application des dispositions de l'article 34 de loi de finances rectificatives pour 2022.[14]

[14] Après acceptation par l'usager de la modification du contrat par avenant, adressé fin novembre 2022 par ANTARGAZ ÉNERGIES. Il s'agit de l'article 34 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

La qualité du service rendu aux usagers



5. Le conseil tarifaire

Tous les fournisseurs d'énergie se doivent :

- D'alerter chaque usager sur l'inadéquation de son option tarifaire,
- D'indemniser l'usager afin de compenser le surcoût lié à l'application d'une option tarifaire inadaptée,
- De faire évoluer ses conditions générales de vente et ses pratiques, comme c'est déjà la règle chez d'autres fournisseurs, afin que les usagers soient alertés lorsque l'option tarifaire souscrite n'est plus en adéquation avec le niveau de leurs consommations échues sur une année.

L'Autorité concédante a rappelé cette obligation de conseil tarifaire aux usagers des Concessions de fourniture de propane au Concessionnaire.

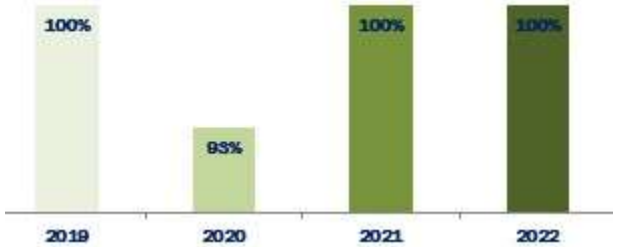
ANTARGAZ ÉNERGIES a précisé : « *[qu'] Antargaz est conscient de cette obligation, mais n'a pas les outils aujourd'hui pour réaliser cette démarche. Il s'agit là de conseil et donc nous pourrions avoir principalement des usagers qui souhaiteraient changer de tranche de consommation lorsque cela est à son avantage et non l'inverse. Dans ce cas de figure, pour l'instant, la tranche tarifaire figure sur les factures et sur la page « mon tarif » de l'espace client. L'usager peut donc vérifier s'il ne se situe plus dans sa tranche tarifaire et contacter un conseiller clientèle.* »

L'Autorité concédante souligne que le conseil tarifaire est une obligation et qu'il revient à ANTARGAZ ÉNERGIES de se doter des moyens nécessaires à la mise en œuvre de cette obligation.

Il s'agit d'un manquement du Concessionnaire à ses obligations.

6. La relève des compteurs

Le taux de compteurs relevés pour l'ensemble des Concessions de 2019 à 2022 :



La relève est effectuée deux fois par an par deux prestataires externes au Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions. En cas d'échec de la relève, les prestataires déposent un avis de passage invitant l'usager à le contacter. Une seconde tournée de relève est organisée, en cas de nouvel échec de relève, le service client du Concessionnaire contacte par téléphone l'usager de manière à récupérer ses index de relève.

Un contrôle par échantillonnage a été réalisé sur la commune de Saint Martin de la Lieue afin de vérifier si tous les compteurs ont été relevés en 2022.

Sur cette commune deux relèves ont été organisées, le 14 mars 2022 et le 7 septembre 2022. A chaque relève, 11 compteurs ont été relevés et 11 usagers actifs sont raccordés au réseau : nous pouvons en conclure que la relève a été réalisée à 100 % sur le territoire de la commune de Saint Martin de la Lieue. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont satisfaisantes.

Depuis mai 2016, le Concessionnaire a développé un service d'autorelève accessible en ligne sur « l'espace client » dénommé « relevé confiance ». Dans ce cadre, les index de consommation sont à saisir 15 jours avant l'édition de la facture. Le Concessionnaire a confirmé qu'à la suite de l'édition d'une facture, si l'usager s'aperçoit que les index estimés qui lui ont été facturés sont erronés, la consommation qui lui a été facturée ne pourra être rectifiée qu'à l'édition de la facture suivante.

En 2022, comme lors de l'exercice précédent, le Concessionnaire n'a pas indiqué le nombre d'usagers qui ont utilisés le relevé confiance, ce que le Concédant regrette puisqu'une part importante des usagers sont susceptibles d'utiliser ce service (55 % des usagers ont créé leur « compte client »).

7. Les prestations annexes

Les cahiers des charges des Concessions 2005 et 2007 fixent des délais de réalisation pour les prestations. C'est ce que nous appelons communément « **la garantie de service** ». Ces délais sont indiqués dans les catalogues des prestations des Concessions. Ces délais sont les suivants :

Catalogue des prestations	Délais standard de réalisation
Mise en service avec déplacement	48 heures (sous réserve de présentation des certificats de conformité réglementaire et règlement du solde des travaux le cas échéant). Le distributeur propose des rendez-vous dans une plage de 2 heures et s'engage à arriver dans la plage horaire choisie.
Mise hors service suite à résiliation du contrat de fourniture (MHS)	5 jours ouvrés. Le distributeur intervient aux dates et heures convenues d'un commun accord avec l'usager.
Intervention de sécurité	Déplacement à tout moment, sur les lieux mentionnés par l'appel et dans les meilleurs délais.
Étude technique	Le standard de réalisation ne s'applique qu'au premier devis qui est envoyé dans les 10 jours ouvrés. Le devis précise le délai de réalisation des travaux.
Réalisation de raccordement	A la date convenue avec le client, et si le client le souhaite, pour un branchement, sans extension de réseau ni traversée de voie publique, réalisé dans les 15 jours ouvrés après paiement de l'acompte prévu au devis, obtention des autorisations administratives et réalisation le cas échéant des travaux préalables à la charge du client.

Il s'agit donc dès lors de vérifier si le Concessionnaire réalise ces prestations dans les délais standards ou convenus avec l'usager. **En 2022, comme les années précédentes, le Concessionnaire a déclaré qu'il avait respecté les délais standards ou convenus avec les usagers**. Par ailleurs et pour ce qui concerne la Concession 2008, il a déclaré n'avoir versé aucune indemnité pour un rendez-vous programmé avec présence du client requise, non exécuté de son seul fait.

Il est à noter que précédemment (mission de contrôle 2018), le Concessionnaire avait indiqué que son système informatique devrait permettre de restituer les données relatives au suivi de la garantie des services dès la fin 2018, **cela n'est pas le cas à ce jour. Dans ces conditions, il est impossible de s'assurer du respect systématique des délais standards ou convenus de réalisation des prestations par ANTARGAZ ÉNERGIES. Le contrôle par échantillonnage, mené lors de la mission de contrôle, n'a pas permis de confirmer le respect de ces délais, la traçabilité des demandes des usagers en la matière n'étant pas assurée.**

Depuis 2018, les tarifs des prestations sont enregistrés dans le système informatique du Concessionnaire par Concession. Cela permet l'optimisation de la facturation et le suivi des prestations de façon automatisée, ainsi les erreurs auparavant générées par des saisies manuelles sont désormais écartées. Un contrôle par échantillonnage permet de s'assurer du respect des tarifs arrêtés en avril de chaque année : **en 2022, ce contrôle a montré des résultats satisfaits.**

En 2022, le Concessionnaire a facturé 196 prestations pour un montant de 11 760 €. Le fichier relatif aux prestations fait état de 41 gestes commerciaux accordés par le Concessionnaire. Le Concessionnaire a précisé lors des précédentes missions de contrôle que cette opération ne serait probablement pas pérennisée.

Néanmoins, le Concédant constate que ce mécanisme est mis en œuvre depuis quatre ans. Le Concédant rappelle que cette pratique n'est pas inscrite aux cahiers des charges des Concessions et qu'elle revient in fine à modifier le prix d'un raccordement, dont le montant est fixé aux contrats.

8. La gestion des impayés

Nombre d'usagers coupés pour l'ensemble des Concessions de 2019 à 2022 :



En 2022, on dénombre 10 usagers coupés, le nombre d'usagers coupés progresse par rapport à l'exercice précédent.

Le montant moyen des impayés au moment de la coupure progresse également et atteint 1 080 €.

Pour rappel, depuis le 1er novembre 2020, le Concessionnaire applique désormais la trêve hivernale à tous les usagers particuliers sur le périmètre des Concessions.

9. Le Chèque Energie

Le Concessionnaire n'a pas été en mesure de mentionner le nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice comme des exercices précédents.

Lors de la mission de contrôle 2021, le Concessionnaire avait précisé en audit : « ce périmètre des encaissements et des relances a été récupéré en cours d'année par le service.... Il proposera probablement ces indicateurs pour les données 2021. » Interrogé sur la mise en place de ces indicateurs en 2022 et 2023, le Concessionnaire a signalé qu'ils n'étaient pas disponibles.

L'Autorité concédante demande une mise en place rapide a minima de l'indicateur relatif au nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice.

Lors des précédentes missions de contrôle, le Concessionnaire a apporté les précisions suivantes :

- Un usager raccordé en gaz naturel sur le périmètre de la Concession 2008 **ne peut pas payer** en ligne sur le site de distributeur le coût d'une prestation annexe de type « raccordement », avec le chèque énergie.

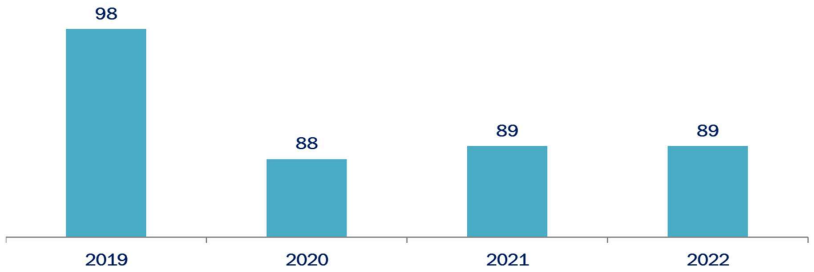
- Le prestataire du Concessionnaire, en charge de couper les usagers en situation d'impayés que ces usagers soient alimentés en gaz propane ou naturel, **ne peut accepter** un chèque énergie pour éviter une coupure.

Le Concessionnaire les a confirmés lors de la mission de contrôle 2023.

Cet état de fait met en évidence le potentiel non-respect des dispositions de protection du chèque énergie pour les usagers alimentés en gaz naturel (protection de la coupure tous les usagers alimentés en gaz naturel en période de trêve hivernale sur présentation du chèque énergie ou de l'attestation), bien qu'il soit avéré qu'aucune coupure pour impayés n'ai été enregistrée sur le périmètre de la Concession 2008 en 2022 pendant la trêve hivernale.

10. La satisfaction des usagers

Evolution du nombre de réclamations — Ensemble des Concessions de 2019 à 2022



Le Concessionnaire **n'a pas mené d'enquête de satisfaction** depuis 2009 auprès des usagers des trois Concessions.

Il fournit son registre des réclamations écrites et orales chaque année. Il s'agit donc à ce jour du seul indicateur dont dispose l'Autorité concédante afin de mesurer la satisfaction des usagers.

Pour l'année 2022, 89 réclamations sont recensées comme en 2021. Depuis 2020, le nombre de réclamations stagne.

8 % des usagers des Concessions ont présenté une réclamation en 2022. Ce pourcentage est stable depuis les 3 derniers exercices.

Le délai moyen de traitement des réclamations déclaré par le Concessionnaire s'est allongé entre 2020 et 2021 passant de 12 heures ouvrées en 2020 à 20 heures ouvrées à partir 2021. Interrogé sur ce point, le Concessionnaire n'a pas apporté de réponse.

Le délai moyen de traitement doit être appréhendé avec précautions, car le registre des réclamations fait apparaitre un délai moyen notablement plus long (51 heures).

Au terme de la mission de contrôle, ce point reste à éclaircir.

Aucun dossier n'a fait l'objet d'une indemnisation au titre des assurances à la suite d'un dommage en 2022.

BILAN DE LA PARTIE USAGERS

POINTS FORTS :

- Clarifications apportées par le Concessionnaire relatives aux modalités de constitution du volume consommé,
- Résultats satisfaisants du contrôle par échantillonnage de la relève des compteurs.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Évolution du nombre d'usagers de la Concession 2008,
- Poursuite de la clarification des modalités de constitution du volume consommé,
- Évolution des reliquats et de leurs rythmes de résorption,
- Clarification du calcul du délai moyen de traitement des réclamations.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- La consolidation des tarifs sociaux est incorrecte,
- Absence de conseil tarifaire,
- Impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes,
- Régularisation des gestes commerciaux qui viennent en réduction du prix de prestations,
- Mise en place d'un indicateur relatif au nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice et adaptation des procédures du Concessionnaire afin de respecter les droits complémentaires des usagers bénéficiant de ce titre.

II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux

Depuis la mission de contrôle 2016, le Concédant fait le constat récurrent de la nécessité d'optimiser la transmission à son attention d'informations relatives aux travaux du Concessionnaire. **L'Autorité concédante n'a pas observé d'amélioration sur ce point en 2022.**

Il est à noter que dans le cadre de la communication à l'Autorité concédante des études de faisabilité technico-économique des extensions situées à plus de 25 mètres du réseau existant, **des corrections d'erreurs ont à nouveau été réalisées** à la suite des remarques formulées par l'Autorité concédante.

Le Concessionnaire a précisé avoir contacté plusieurs communes en 2022.

Le Concédant n'a été informé d'aucun des 6 rendez-vous en mairie recensés. 10 communes n'ont pas été contactées en 2022 (contre 7 en 2021).

Les communes qui n'ont pas été contactées sont les suivantes : Saint-Sylvain, Le Molay-Littry, Ver sur Mer et Dozulé pour la Concession 2005, Saint-Martin de la Lieue, Le Hom (Thury Harcourt) et Val d'Arry (commune déléguée de Noyers-Bocage) pour la Concession 2007, Cricqueboeuf, Mondrainville et Grainville sur Odon pour la Concession 2008.

La mise en œuvre des rencontres annuelles avec les communes est du ressort du Concessionnaire.

Elle permet, notamment, de bénéficier d'ouvertures de voiries et d'anticiper les éventuelles réfections définitives (coordinations de travaux).

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.

2. Les extensions de réseau

Le Concessionnaire, au regard de ses obligations contractuelles, est chargé d'établir à ses frais, tous ouvrages et canalisations dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature. Il peut s'agir de :

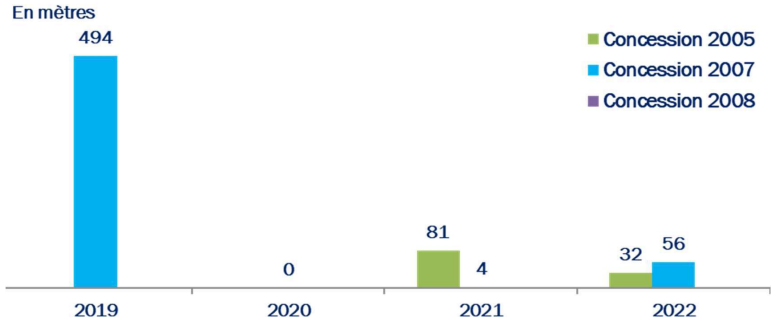
- travaux de **premier établissement**,
- travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- travaux de renouvellement,
- travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1er établissement qui couraient jusqu'en 2010 pour la Concession 2005 et 2011 pour les Concessions 2007 et 2008.

Depuis, le Concessionnaire est entré dans une phase de densification et d'extension des réseaux en fonction des demandes des usagers, dans le respect des prescriptions des cahiers des charges.

Dans le cadre de la mission de contrôle, il s'agit de mesurer ici **les travaux réalisés** par le Concessionnaire **dans l'année**.

Les extensions de réseau réalisées par Concession de 2019 à 2022 :



Le Concessionnaire a posé **88 mètres de canalisations de distribution** sur les Concessions 2005 et 2007.

Ces extensions ont été réalisées sur les communes de Le Molay Littry (Concession 2005, pour 32 m), Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé — Concession 2007, 24 m) et de Le Hom (Thury Harcourt) (Concession 2007, pour 32 m).

Aucune extension de réseau n'a été réalisée sur la Concession 2008.

Les longueurs d'extension réalisées en 2022 sont 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. 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) : voir p° 4 du présent rapport (note de bas de page).

Densification :
Réalisation d'un branchement neuf « sec » sur un réseau existant, sans travaux d'extension du réseau de distribution.

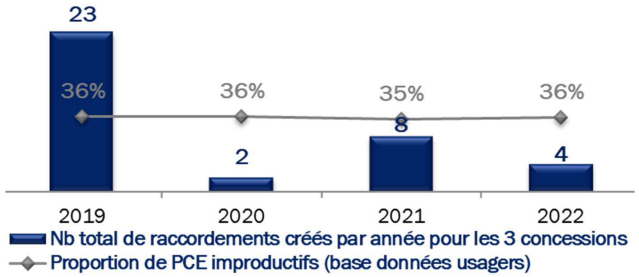
Le financement par les usagers des opérations de raccordement Concession 2005-2007
Les forfaits de raccordement comprennent : - La fourniture et la mise en place du coffret de comptage (éventuellement de détente inférieure à 16 m3/h) et de son socle si nécessaire, - La réalisation de la tranchée, de son remblaiement et de sa réfection dans la limite de **25 m pour le branchement,** - La fourniture et la pose du compteur inférieur à 16 m3/h (lors de la mise en service) et la fourniture et la pose de la détente (lors de la mise en service). **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 profitabilité de l'opération pour le Concessionnaire. Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demander aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux.**

Tarification de la prestation annexe « raccordement après travaux de 1er établissement »	
Gaz propane — Forfait de raccordements 1er avril 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 057,41 €
Gaz naturel — Forfait de raccordements 30 juin 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 046,07 €[15]
Gaz naturel — Forfait de raccordements 1er juillet 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 065,26 €[15]

[15] Modalités d'évolutions tarifaires approuvées par la Commission de la Régulation de l'Energie (CRE).

3. Les raccordements

Le nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2019 à 2022 :



En 2022, **4 raccordements seulement ont été mis en service sur l'ensemble des Concessions**.
Ces raccordements mis en service dans le cadre **de travaux de densification s'accompagnent parfois de travaux d'extension**. Ce résultat est en baisse par rapport à l'année précédente et très en retrait par rapport au nombre de raccordements créés en 2018 et 2019.

2 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2005 (commune Le Molay Littry). **2 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2007** (1 raccordement a été réalisé sur la commune déléguée Caumont l'Éventé de Caumont-sur-Aure et 1 sur la commune déléguée de Thury- de Le Hom). **Aucun raccordement n'a été réalisé sur la Concession 2008**.

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,**
- **L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par branchement,**
- **L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE,**
- **L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par usager consommant,**
- **L'évolution du taux PCE inactifs**.

Pour l'ensemble des Concessions :

- Depuis 2020, l'évolution du nombre de raccordements est **en retrait** par rapport aux années 2018 et 2019.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par branchement est de 26 mètres. **Cet indicateur stagne depuis 2019**.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par PCE est de 25 mètres. **Cet indicateur stagne depuis 2017.** Le Concédant a calculé cet indicateur sur l'ensemble du réseau exploité par le Concessionnaire. Le ratio local est moins important que celui calculé à la maille de l'ensemble du réseau exploité en France par le Concessionnaire (40 mètres en 2022).
- Le linéaire moyen de réseau par usager consommant s'établit à 39 m, il évolue **très lentement à la baisse** depuis 2016 et **remonte en 2022**. Là encore, le ratio local est moins important que celui calculé à la maille de l'ensemble du réseau exploité par le Concessionnaire (62 mètres)**.**
- **Le taux de PCE inactifs est de 36 %. Il augmente de 1 %** entre 2021 et 2022, retrouvant le niveau de 2019 et 2020. Ce taux est important, car les investissements de premier établissement n'ont pas donné lieu à une augmentation du nombre de consommateurs suffisant pour porter l'investissement réalisé. Il est à noter qu'il est cependant inférieur au taux national (38 %, obtenu à partir du taux d'ouverture des compteurs communiqué par le Concessionnaire).
- De plus, en 2022, **le nombre d'usagers consommant au 31/12 de l'année stagne** par rapport à celui de l'année précédente. Cette stagnation est en partie due à la correction du nombre d'usagers en 2021.

Par ailleurs, **la Règlementation Environnementale dite « RE2020 »**, mise en œuvre depuis le 1er 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 CO_2 (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.**

ANTARGAZ ENERGIES a précisé lors de la mission de contrôle qu'il s'engage dans la **décarbonation** avec un objectif d'introduire 25 % de gaz liquides renouvelables dans son offre produits à horizon 2030. De plus, le Concessionnaire a mis en place des offres communes avec certains fabricants de chaudières afin de développer le marché de la chaudière hybride afin de répondre au seuil du décret.

Pour atteindre cet objectif, le concessionnaire propose 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).

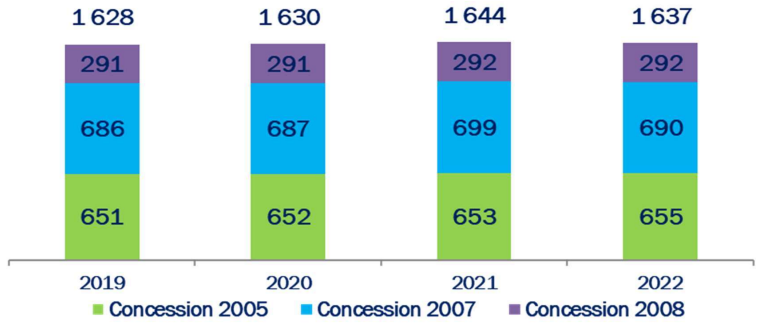
Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions.

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.

Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession en 2022

Données 2021	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Longueur cumulée moyenne de réseau par branchement	27 m	24 m	29 m
Évolution	Stable depuis 2017	Stable depuis 2019	Stable depuis 2020
Longueur cumulée moyenne de réseau par PCE	26 m	22 m	28 m
Évolution	Stable depuis 2017	Diminue en 2022	Stable depuis 2021
Linéaire moyen de réseau par usager consommant	40 m	33 m	48 m
Évolution	Stable depuis 2021	Diminue en 2022	Diminue en 2022
Taux de PCE inactifs	34 %	33 %	44 %
Évolution	Stable depuis 2020	Diminue en 2022	Augmente en 2022

Le nombre de raccordements sur les Concessions (vision « stock ») par Concession de 2019 à 2022



En 2022, on comptabilise :
- 655 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2005,
- 690 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2007,
- 292 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2008,

Soit un total de **1 637 raccordements sur l'ensemble des Concessions**.

Le Concessionnaire a indiqué lors de la mission de contrôle 2023 qu'il utilisait également **différents indicateurs de suivi de l'activité des Concessions propane à la maille nationale.** Antargaz utilise principalement l'évolution du **taux d'ouvertures de compteurs** (ratio inverse du taux de PCE inactifs), mais aussi l'évolution du nombre de PCE inactifs (écart entre le nombre d'usagers consommant et le nombre de PCE), l'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE. Antargaz annonce 62 % de taux national d'ouverture de compteurs. Cela correspond à un taux de PCE inactifs d'environ 38 %.

Antargaz indique avoir recensé les coffrets qui n'ont jamais été activés et prévoit (automne 2023) des actions commerciales ciblées en priorité vers les communes présentant plus de 6 « bâtiments communaux » situés sur le réseau de distribution, mais non alimentés.

104

BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

POINTS FORTS :

- **Amélioration de la fiabilité des études de faisabilité technico-économique.**

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 retrait par rapport aux années 2018 et 2019,**
  - **Le taux de PCE inactifs reste important,**
- **Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008 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.**

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- **Le Concédant n'a été informé d'aucun des 6 rendez-vous organisés avec les communes,**

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 (canalisations de distribution, branchements : prises de branchements, canalisations de branchements et coffrets) et ouvrages de stockages…
- Matériaux,
- Diamètres,
- Pressions,
- Types de gaz,
- Quantités,
- Dates de mise en service.

Le Concessionnaire communique plusieurs fichiers complémentaires présentant :

- Les quantités de réseau par classe de précision,
- Les quantités de compteurs[16]
- Les quantités de vannes,
- 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 15 décembre 2009. Cette convention définit les modalités techniques, administratives et financières de la communication des données numériques géoréférencées des ouvrages gaz à l'Autorité concédante.

Ces données sont fournies par le Concessionnaire une fois par an, **au plus tard le 31 mars** de chaque année.

L'Autorité concédante relève que les données communiquées sont exhaustives.

Néanmoins, l'Autorité concédante constate que le Concessionnaire procède, depuis quatre exercices, à **des corrections des inventaires** sur la base des données cartographiques actualisées par la géo-détections des réseaux et de détections ponctuelles d'erreurs humaines des reports de données dans les inventaires.

Ces corrections portent 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.

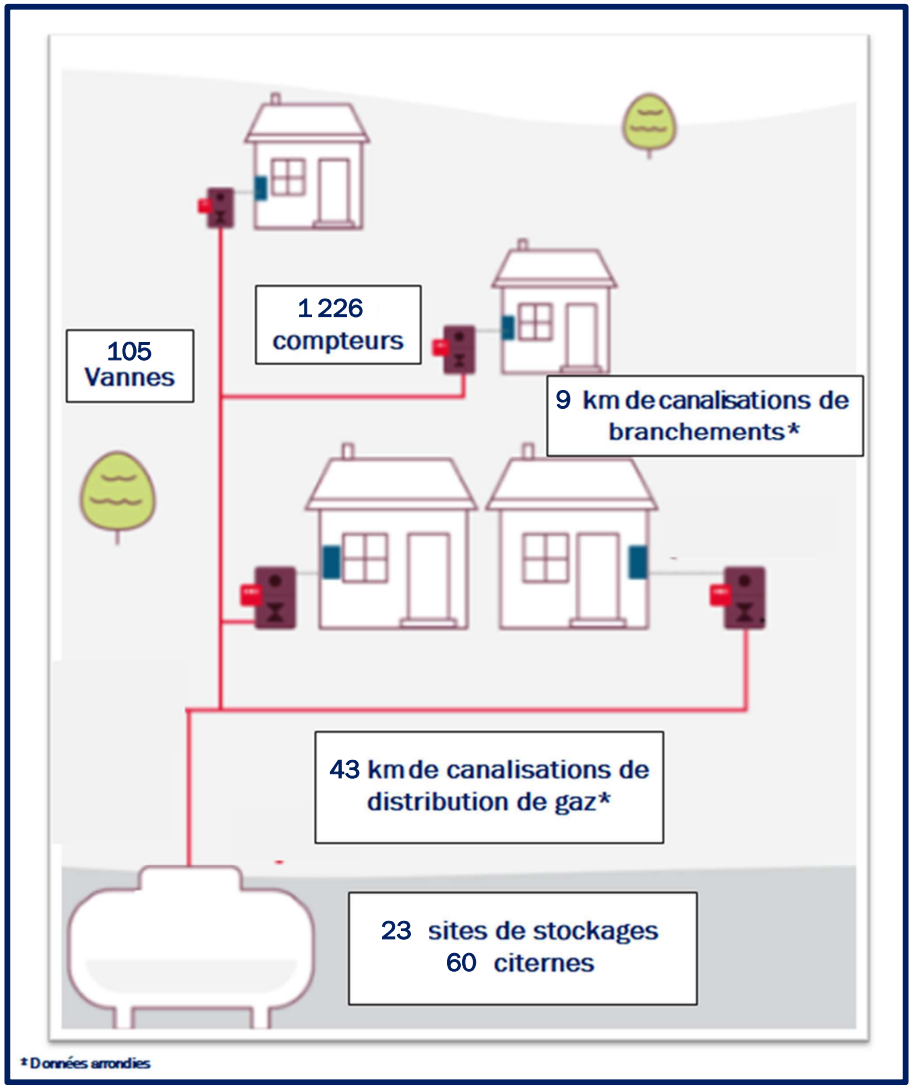
Si le Concédant se félicite des corrections des données de l'inventaire mises en œuvre par le Concessionnaire depuis plusieurs années, **il souligne que le caractère récurrent de ces corrections complexifie le suivi et l'analyse des données de l'inventaire et interroge sur sa tenue rigoureuse.** Ainsi, pour les données 2022, **4 versions d'inventaires comptables** ont été communiquées pour certaines communes (jusqu'à 5 versions pour les données 2021).

Par ailleurs concernant les compteurs il est à noter qu'en 2022, en réponse à une question du concédant, le Concessionnaire a indiqué que l'inventaire des compteurs comportait une erreur pour les données 2018 à 2021 de la commune de Cricqueboeuf (Concession 2008).

[16] Cette catégorie d'ouvrages n'est pas immobilisée à l'inventaire comptable, mais passée en charge d'exploitation au compte d'exploitation.

2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux

2022 Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions en quantité

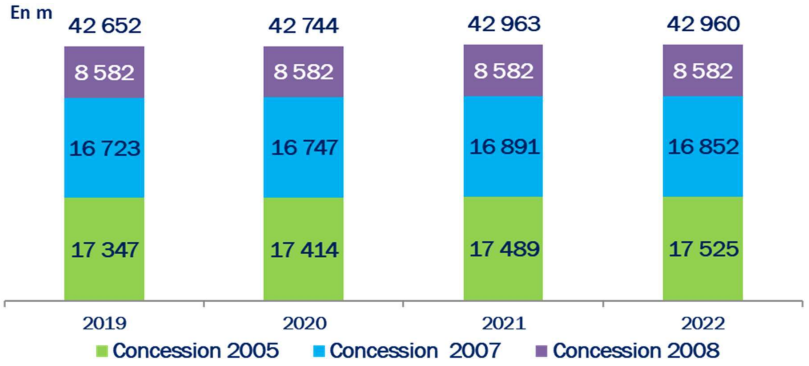


*Linéaire de canalisations de distribution 43 km, linéaire de canalisations de branchement 8,6 km, soit un total de 51,6 km.

52 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 **42 960 mètres** (près de 43 km). Les Concessions 2005 et 2007, regroupent **80 %** du linéaire de réseau concédé à ANTARGAZ ENERGIES.

La Concession 2005 est la Concession disposant du linéaire le plus long, soit **17 525 mètres** (17,5 km), vient ensuite la Concession 2007 avec **16 852 mètres** (16,9 km) et la Concession 2008 avec **8 582 mètres** (8,6 km).

Les canalisations de distribution sont en **polyéthylène haute densité**. Les canalisations de distribution sont exploitées en **moyenne pression** :

- 1,5 bar pour les Concessions 2005 et 2007,
- 4 bar pour la DSP 2008.

Le linéaire de l'ensemble des trois Concessions diminue de **3 mètres** en 2022.

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2005** augmente de **37 mètres** en 2022.
L'évolution positive du linéaire est liée à **une extension** (commune de Le Molay Littry, +32,37 mètres) et à des **corrections des données** de l'inventaire de la commune de Dozulé (+4,21 mètres).

Le linéaire de canalisations de distribution posé sur la Concession 2007 diminue de 39 mètres en 2022. Cette diminution résulte pour une part, d'une **extension** sur la commune de Le Hom (Thury-Harcourt) (+31,81 mètres) et **de corrections d'inventaires pour une part plus importante** (-95,13 mètres sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)).

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2008, n'a pas évolué depuis 2019.**

Linéaire de canalisations de distribution par commune

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	3 729	3 807	3 892[17]	3 896
Le Molay Littry	5 532	5 521	5 522	5 554
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	4 348	4 348	4 344	4 344
Saint Sylvain	2 144	2 144	2 144	2 144
Ver sur Mer	1 590	1 590	1 588	1 588
Linéaire total hors branchement	**17 343**	**17 411**	**17 489[8]**	**17 525**

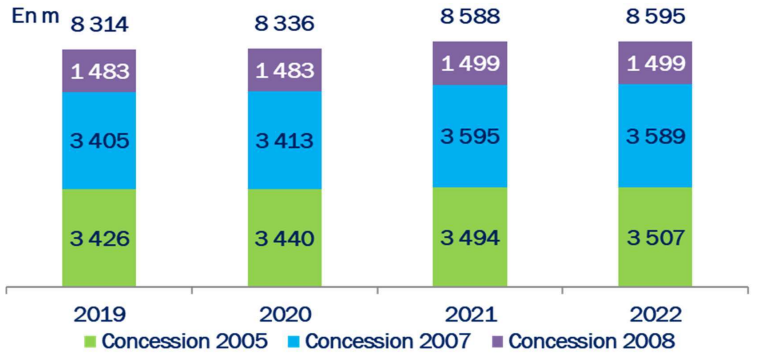
Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	4 247	4 247	4 313	4 242
Grandcamp-Maisy	2 715	2 739	2 743	2 743
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	1 345	1 345	1 338[8]	1 338
Saint Martin de la Lieue	702	702	722	722
Thaon	2 131	2 131	2 147	2 147
Le Hom (Thury-Harcourt)	5 583	5 583	5 683[8]	5 660
Linéaire total hors branchement	**16 723**	**16 747**	**16 891[8]**	**16 852**

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	2 212	2 212	2 212	2 212
Grainville sur Odon	4 207	4 207	4 207	4 207
Mondrainville	2 163	2 163	2 163	2 163
Linéaire total hors branchement	**8 582**	**8 582**	**8 582**	**8 582**

[17] Données corrigées lors de la mission de contrôle 2023, avec la communication des données de l'année 2022.

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 **8 595 mètres** (8,6 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **augmentation globale** du linéaire de branchements de **7 mètres** entre 2021 et 2022**.**

Cette évolution est liée à la création de plusieurs raccordements et aux corrections d'inventaires.

Pour ce qui concerne la Concession 2005, le linéaire de branchements est en hausse de **13 mètres**, soit 0,4 % du linéaire de branchements. Cette situation résulte de l'augmentation du linéaire de branchements sur la commune de Le Molay Littry par des travaux d'extension et de densification.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le linéaire de branchements diminue de **-6 mètres**, soit -0,2 % du linéaire de branchements.

Cette évolution est portée par une progression du linéaire de branchements de 10 mètres sur la commune de Le Hom (Thury-Harcourt) et une diminution de 16 mètres sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé).

Sur ces **-6 mètres**, **+10 mètres** correspondent aux **2 raccordements réalisés en 2022** sur les communes de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) et de Le Hom (Thury-Harcourt), **le solde (-16 mètres) est lié aux corrections des inventaires de ces deux communes.**

Pour ce qui concerne la Concession 2008, le linéaire de branchements n'a pas évolué.

Linéaire de canalisations de branchements par commune

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	885	895	895	895
Le Molay Littry	1 054	1 058	1 058	1 071
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	942	942	991	991
Saint Sylvain	322	322	322	322
Ver sur Mer	224	224	228	228
Linéaire total de branchement	**3 426**	**3 440**	**3 494**	**3 507**

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	886	886	978	962
Grandcamp-Maisy	508	508	532	532
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	277	277	289	285
Saint Martin de la Lieue	115	115	120	120
Thaon	511	511	516	516
Le Hom (Thury-Harcourt)	1 109	1 116	1 164[8]	1 174
Linéaire total de branchement	**3 405**	**3 413**	**3 595**[8]	**3 589**

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	132	132	132	132
Grainville sur Odon	961	961	977	977
Mondrainville	390	390	390	390
Linéaire total de branchement	**1 483**	**1 483**	**1 499**	**1 499**

Linéaire total de canalisations par commune (canalisations de distribution et canalisations de branchements)

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	4 614	4 703	4 787[8]	4 791
Le Molay Littry	6 585	6 579	6 580	6 625
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	5 290	5 290	5 335	5 335
Saint Sylvain	2 466	2 466	2 466	2 466
Ver sur Mer	1 814	1 814	1 815	1 815
Linéaire total	**20 769**	**20 851**	**20 983**[8]	**21 032**

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	5 133	5 133	5 291	5 205
Grandcamp-Maisy	3 223	3 247	3 275	3 275
Val d'Arry (Noyers Bocage)	1 622	1 622	1 623	1 623
Saint Martin de la Lieue	817	817	842	842
Thaon	2 643	2 643	2 664	2 664
Le Hom (Thury Harcourt)	6 691	6 698	6 792[8]	6 834
Linéaire total	**20 129**	**20 160**	**20 487**[8]	**20 442**

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	2 343	2 343	2 343	2 343
Grainville sur Odon	5 168	5 168	5 185	5 185
Mondrainville	2 553	2 553	2 553	2 553
Linéaire total	**10 065**	**10 065**	**10 081**	**10 081**

5. Le 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 de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados), du Molay-Littry et de Dozulé, Val d'Arry (Noyers-Bocage), Le Hom (Thury-Harcourt) et Thaon.

Nombre de sites de stockage et de citernes par Concession en 2022 :

Concession	Nb de communes	Nb de sites de stockage	Nb de sites de stockage par commune	Nb de citernes	Capacité de stockage en tonnes	Observations
2005	5	10	3 (Dozulé et Le Molay Littry)	29	102,5	Dernier site de stockage créé en 2018 (Le Molay Littry)
2007	6	13	5 (Thaon)	31	116,1	Rattachement du lotissement des Forgettes en 2019 (Val d'Arry — Noyers-Bocage + 2 citernes)
2008	Sans objet (gaz naturel)					

La contenance globale des citernes atteint **218,6 tonnes soit, en moyenne près de 9,5 tonnes par site de stockage. 53 % de cette capacité de stockage sont localisés sur la Concession de 2007**.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation d'un peu plus de 3 GWh, c'est-à-dire de 15 % à 20 % des consommations annuelles constatées sur ces deux Concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage apparaissent en moyenne surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

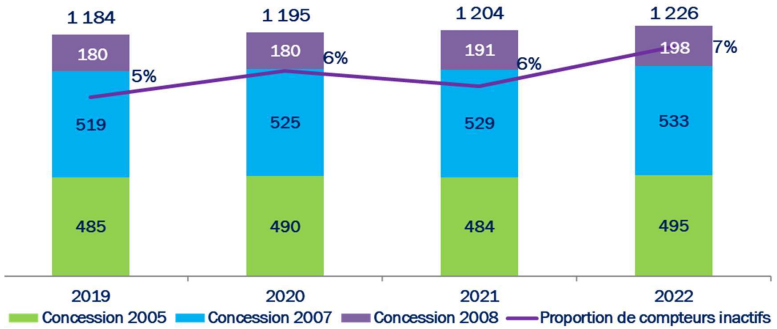
Plus des trois quarts des citernes de stockage (80 %) sont enterrées, soit 48 des 60 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les phénomènes de corrosion.

Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué depuis 2019.

La Concession 2008 est alimentée en gaz naturel depuis des infrastructures de distribution situées en amont et exploitées par GRDF.

6. Les compteurs

Nombre de compteurs par Concession et proportion de compteurs inactifs de 2019 à 2022 :



On dénombre 1 226 compteurs dont 495 pour la Concession 2005, 533 pour la Concession 2007 et 198 pour la Concession 2008 (on ne dénombre pas ici les compteurs des usagers isolés).

En réponse à la demande du concédant, le Concessionnaire a indiqué une **erreur sur le nombre de compteurs industriels de la commune de Cricqueboeuf** (DSP 2008) communiqué pour 2018 à 2021. Les données ci-dessus tiennent compte de la correction.

Le taux de compteurs inactifs est de 7 % pour l'ensemble des Concessions.

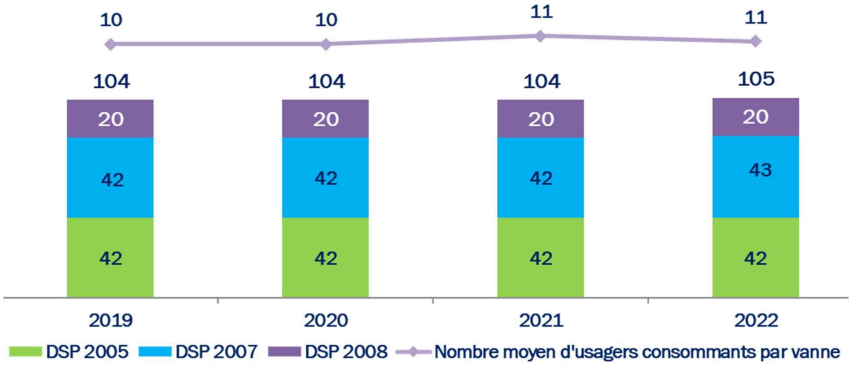
Le taux de compteurs inactifs est de 11 % pour la Concession 2005, 5 % pour les Concessions 2007 et 14 % pour la Concession 2008.

On observe des écarts entre le nombre de compteurs et le nombre d'usagers consommateurs (1 226 compteurs pour les trois Concessions versus 1 113 usagers consommateurs).

Le Concessionnaire explique ceux-ci par le fait « qu'il s'agit d'un turnover des usagers sur les logements (locataires, vente). Les données sont arrêtées au 31/12 et certains logements sont vacants sans pour autant que le compteur soit retiré, car en attente de l'arrivée d'un nouvel usager. »

7. Les vannes

Le Nombre de vannes par Concession de 2019 à 2022 et le nombre moyen d'usagers par vanne :



Les vannes permettent d'isoler une partie de réseau défaillant tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

En 2022, aucune vanne n'a été posée sur l'ensemble des Concessions. L'augmentation d'une vanne sur la Concession 2007 est due à une correction de l'inventaire de la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé).

Sur l'ensemble des Concessions, les vannes posées permettent, en moyenne, de limiter à environ 11, le nombre d'usagers coupés en cas d'incident.

Pour ce qui concerne la Concession 2005 : En moyenne une vanne est posée tous les 417 mètres et correspond à une moyenne de **10 usagers consommateurs**.

Pour ce qui concerne la Concession 2007 : En moyenne sur cette Concession, une vanne est posée tous les 392 mètres et correspond à une moyenne de **12 usagers consommateurs**.

Pour ce qui concerne la Concession 2008 : en moyenne, une vanne est posée tous les 429 mètres.
Ce linéaire reste plus élevé que sur les Concessions de 2005 et 2007. En moyenne, une vanne correspond à **9 usagers consommateurs**.

8. La cartographie des ouvrages

L'Autorité concédante rapproche les données cartographiques et les données des inventaires comptables communiquées par le Concessionnaire. Ce rapprochement a conduit à identifier des écarts récurrents plus ou moins importants. En 2022, certains écarts de longueurs détectés en 2021 ont disparu ou se sont réduits, notamment ceux existant sur les communes de Dozulé, Thaon et Le Hom (Thury-Harcourt). D'autres écarts peu importants ont très légèrement augmenté : Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) et Grainville sur Odon.

Sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à **133 mètres (en valeurs absolues)**, soit 0,3 % du linéaire technique total. Ce différentiel a diminué de 45 mètres en 2022. **Cet écart est limité.**

La règlementation 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 1er janvier 2020, cette obligation a été étendue à **l'ensemble** des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE[18]. **Au 1er 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 règlementation. 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 l'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 1er janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1er 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 : **Dozulé, Le Hom (Thury-Harcourt), Le Molay-Littry, Cricqueboeuf, Mondrainville et Grainville-sur-Odon**.

Les taux de linéaire de réseau en classe de sensibilité A pour ces communes sont les suivants :

Concession	Communes en unité urbaine	Longueurs en mètre de réseaux par classe de sensibilité			Proportion du linéaire de canalisations en classe A
		A	B	C	
2005	Dozulé	4 759	28		99 %
	Le Molay-Littry	6 624			100 %
2007	Le Hom (Thury-Harcourt)	6 768	68		99 %
2008	Cricqueboeuf	2 173	56	115	93 %
	Grainville-sur-Odon		**5 184**		0 %
	Mondrainville	2 553			100 %

Pour les communes de Dozulé (Concession 2005) et Cricqueboeuf (Concession 2008), le Concessionnaire précise que les réseaux en classe de sensibilité B et C ont fait l'objet d'une détection, mais des contraintes d'accès n'ont pas permis une classification en A. Le Concédant attire l'attention du Concessionnaire sur la **nécessité de réaliser la détection des réseaux sur la commune de Grainville-sur-Odon**.

Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2022 qu'il n'y a pas eu d'évolution du taux de réseau en classe A. Les communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados) présentent 99 % du réseau en classe A et Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) 100 %. Le Concessionnaire a déclaré mener des opérations de détection des réseaux en 2023 sur les communes de Grainville-sur-Odon, Grandcamp-Maisy et Saint-Sylvain.

[18] 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.

BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES

POINTS FORTS :

- **Exhaustivité des données techniques relatives aux ouvrages, communiquées par le Concessionnaire,**
- **Taux de réseau en classe A important pour 5 des 6 communes situées en unités urbaines,**

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- **Améliorer le taux de réseau en classe A pour la commune de Grainville-sur-Odon située en unité urbaine (détection des réseaux à réaliser)**
- **Poursuivre le travail de correction des erreurs des inventaires comptables (erreurs de linéaire) et technique pour les compteurs et les vannes.**

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire

Nb d'incidents sur ouvrages exploités	2019	2020	2021	2022
Concession 2005	7	5	2	5
Concession 2007	13	3	9	4
Concession 2008	3	1	1	1
Total	23	9	12	10

Pour les 3 Concessions, ANTARGAZ ENERGIES a recensé **15 appels de tiers** (26 en 2021) dont **les deux tiers (10) concernaient le réseau exploité** et 5 correspondaient à des ouvrages qui ne sont pas sous la responsabilité du Concessionnaire (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.).

Le nombre d'incidents sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire fluctue d'une année à l'autre. Il diminue en 2022 par rapport à 2021, comparable à celui des deux années antérieures.

Aucun incident majeur n'a été constaté[19].

Les dispositions règlementaires applicables en la matière[20] 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 formulaires de réception d'alarme et les rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux pour chaque incident.

[19] Pour ANTARGAZ ENERGIES, un incident majeur est un incident concernant un endommagement des parties souterraines du réseau et une fuite importante (classe 1, débit élevé ne permettant pas la formation de bulles lors de l'application de produit moussant) ou un incident ayant entraîné l'évacuation de civils ou un incident ayant causé des dommages aux personnes ou un incident ayant causé des dommages aux biens (hors équipements du réseau) ou un incident ayant entraîné une interruption de l'alimentation gaz des clients sans notification plus de 24h.

[20] 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

15 signalements :
Appels de tiers (usagers, pompiers…)
à la plate-forme d'appels « Urgence sécurité gaz en réseau »
0801 01 07 07





15 déplacements d'un prestataire sur site





5 incidents sur ouvrages **non exploités** par le Concessionnaire (installations intérieures, citernes particulières, etc.), incidents non constatés (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.)

10 incidents sur ouvrages **exploités** par le Concessionnaire (canalisations de réseau, de branchement, vannes, coffrets et compteurs, conduite d'immeuble, conduites montantes, réservoir, armoire de détente, etc.)



Analyse	Incidents sur ouvrages **non exploités** par le Concessionnaire	Incidents sur ouvrages **exploités** par le Concessionnaire
Principal motif des signalements	Odeur de gaz / Incendie	Odeur de gaz
Principal siège des incidents	Installation intérieure	Coffret et compteur
Principal équipement concerné	Sans objet	Régulateur

2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités

Incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire		Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Sous total	Total
Nature des incidents	Odeur de gaz	2	4	1	7	10
	Manque de gaz	2			2	
	Autres	1			1	
Sièges	Réseau et branchements					10
	Coffrets et compteurs	4	4	1	9	
	Stockages	1			1	
Nb d'usagers coupés		2	0	0	2	2

ANTARGAZ ENERGIES n'informe plus 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.

Les rapports d'incidents et les rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux ne sont plus communiqués à la suite des incidents, mais lors de la remise du CRAC (Compte-Rendu annuel d'Activité de la Concession), une fois par an.

Par ailleurs, le Concessionnaire communique désormais les conséquences des incidents : **2 usagers coupés** pour l'ensemble des appels, **tous en lien avec des incidents concernant les ouvrages exploités** par le Concessionnaire. Le Concessionnaire a précisé sur ce point que les interventions sont souvent liées à un seul branchement.

En 2022, le nombre d'incidents relevés à partir des appels de tiers portent pour deux tiers (67 %) sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire.

Les motifs de ces appels sont principalement les **odeurs de gaz**, qu'ils portent ou non sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire.

Sur les 10 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 9 (90 %) ont eu pour **siège un coffret ou un compteur**.

Aucun dommage aux ouvrages gaz en exploitation lors de travaux réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2022, comme en 2021. Une conduite de gaz a été endommagée lors de travaux, mais celle-ci était hors service.

Le Concessionnaire s'est engagé, lors de la mission de contrôle 2022, à identifier clairement dans le tableau de synthèse les incidents dus à une fuite de gaz. Cette précision reste en attente.

3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence

Historique des interventions (Durée entre l'appel et l'arrivée sur site en minutes)		2019	2020	2021	2022
Concession 2005	Durées moyennes	52	59	49	47
	Nombre	11	7	13	9
Concession 2007	Durées moyennes	46	47	46	53
	Nombre	14	11	4	5
Concession 2008	Durées moyennes	54	52	50	63
	Nombre	3	1	7	1
Total des 3 Concessions	Durées moyennes	49	52	49	50
	Nombre	28	19	24	15

Tous les signalements d'incidents ont donné lieu à une intervention d'urgence des prestataires du Concessionnaire.

Le Concessionnaire a contractualisé les délais d'intervention de ses prestataires d'urgence sécurité gaz. Ainsi, au niveau national, les délais des interventions doivent être inférieurs à 1h dans 80 % des cas, inférieurs à 1h30 dans 95 % des cas et inférieurs à 2h dans tous les cas.

Sur l'ensemble des trois Concessions, la durée moyenne de ces interventions est passée sous une heure depuis 2016 (50 minutes en 2022).

Dans 73 % des cas, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins d'1h et dans 100 % des cas, en moins d'1h30.

Ce délai seuil est jugé comme acceptable par le Concessionnaire. Notons également que le délai moyen observé en 2022 est inférieur de 10 minutes 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).

4. La surveillance des réseaux

Chaque année, ANTARGAZ ENERGIES contrôle les réseaux de distribution de gaz, sur l'ensemble des communes. La règlementation[21] impose une surveillance **a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux** (hors réseau créé dans l'année, points singuliers[22], etc.). Le Concessionnaire indique qu'il n'a identifié aucun point singulier sur les communes concernées des 3 Concessions.

En 2022, **le Concessionnaire a déclaré avoir surveillé la totalité du linéaire des réseaux concédés (canalisations de distribution et de branchements)**, même s'il n'a reporté dans les CRAC (Comptes rendus d'activité) que les linéaires de canalisations contrôlées hors branchement.

L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit donc à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité des réseaux en exploitation.

Le Concessionnaire n'a constaté aucune fuite sur les réseaux lors des visites de surveillance.

Néanmoins le Concédant relève à nouveau que les comptes rendus des contrôles périodiques des réseaux communiqués par Concessionnaire sont à :

- **Fiabiliser** concernant les données relatives au nombre de branchements, de PCE, de compteurs totaux et de compteurs fermés mentionnés,
- **Compléter** avec les résultats du contrôle des moyens de lutte contre l'incendie,
- **Rendre cohérents** avec les ouvrages réellement présents sur les communes (état du stockage gaz pour les communes desservies en gaz naturel).

Les visites de recherche systématiques de fuite permettent la surveillance des robinets de réseau (vannes) et ainsi de vérifier leur repérage, leur accessibilité et leur manœuvrabilité. Le détail des ouvrages vérifiés n'a pas été communiqué, cependant le Concessionnaire indique que, pour 2022, l'ensemble des organes de coupure des réseaux des 3 Concessions sont repérés, accessibles et manœuvrables.

Des inspections périodiques des citernes de stockage ont été réalisées sur 14 citernes réparties parmi les 60 citernes au total.

On peut noter un manque de communication des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance.

[21] 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.

[22] 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 spécifiques 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.

BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

POINTS FORTS :

- **Pas d'incident majeur constaté.**
- **Durée moyenne des interventions d'urgence sous une heure depuis 2016.**
- **Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité du linéaire en exploitation.**

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- **Le recensement des incidents dus à une fuite de gaz.**
- **Les comptes rendus des contrôles périodiques des réseaux restent à fiabiliser, compléter et rendre cohérents avec les ouvrages présents.**

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- **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

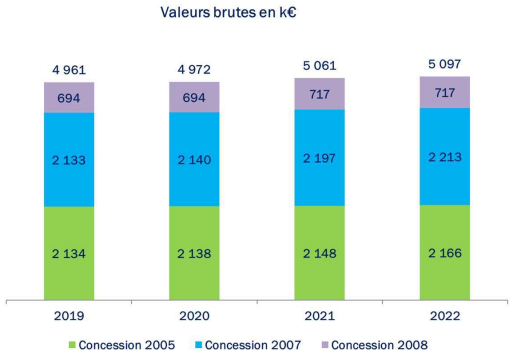
Les documents financiers qui ont été transmis par le Concessionnaire au titre de la mission de contrôle 2023 (exercice comptable 2022) sont :

- La synthèse des recettes d'énergie et autres recettes par commune,
- Le détail des redevances, taxes et RODP par commune,
- Les comptes d'exploitation par Concession,
- Les inventaires comptables par commune.

Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites.

Néanmoins, l'Autorité concédante relève que les corrections nombreuses et régulières des inventaires comptables bien qu'indispensables complexifient la mission de contrôle et interrogent la solidité des procédures d'immobilisation du Concessionnaire.

2. La valeur brute des ouvrages[23]



La valeur brute des ouvrages des trois Concessions s'élève à 5 097 k€. Elle progresse très légèrement en 2022 de 0,7 % ou 35 k€.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2005 s'établit à 2 166 k€ en 2022. Elle progresse d'un peu plus de 0,8 % en 2022. Cette variation est similaire à celle mesurée lors des trois derniers exercices.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 s'établit cette année à 2 213 k€.

Après une variation importante en 2021, la valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 progresse d'un peu moins de 0,8 % en 2022.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2008 s'établit à 717 k€ en 2022. la valeur des ouvrages de cette Concession n'a pas évolué depuis 2020.



Les biens de retour représentent 86 % de la valeur brute des trois Concessions. Ces biens reviendront gratuitement à l'autorité concédante au terme des Concessions 2005 et 2007.
Pour ce qui concerne la Concession 2008, ils reviendront à l'autorité concédante moyennant le versement d'une indemnité.
Les biens de retour sont en progression de 29 k€ par rapport à 2021.

Cette évolution provient de deux mises à l'inventaire en 2022 sur les communes du Molay Littry pour la Concession 2005, et de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé) et Le Hom (Thury Harcourt) pour la Concession 2007.

De plus, le Concessionnaire a procédé à plusieurs corrections d'inventaire (en quantité et valeur) et a par ailleurs :

- reporté à l'inventaire en 2022 des ouvrages mis en service en 2021 sur les communes de, Caumont sur Aure et Grandcamp Maisy (Concession 2007) et Grainville sur Odon (Concession 2008),
- procédé à un complément de valeur pour un ouvrage mis en service en 2015 pour un ouvrage de stockage sur la commune de Dozulé (Concession 2005).

Le Concédant souligne que l'inscription des valeurs brutes à l'inventaire reste à parfaire. Il s'agit d'une remarque récurrente. Le Concédant note à nouveau l'existence :

- de plusieurs lignes d'inventaires non valorisées. Si le Concessionnaire a présenté plusieurs explications à cet état de fait, plusieurs immobilisations devraient néanmoins faire l'objet d'une valorisation.
- d'anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et l'absence valorisation des retraits d'ouvrages.

[23] En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par communes.

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 et provisions** (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 — provisions.

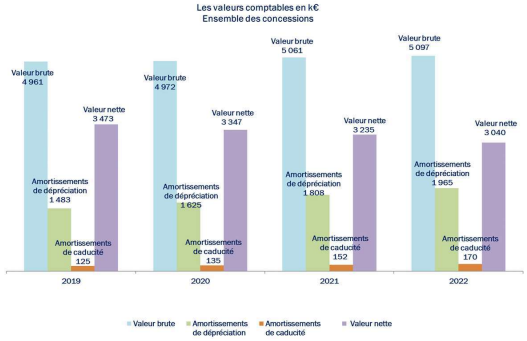
Le régime des biens en Concession

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. **Ils 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 2008
Biens de retour	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante **gratuitement** à la fin de la Concession	Le Concessionnaire reçoit de l'Autorité concédante **une indemnité** égale à la valeur nette comptable des ouvrages concédés financés par le Concessionnaire, réévaluée au moyen de l'indice du PIBM (Produit Intérieur Brut Marchand).
Biens de reprise	En fin de Concession, ils 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 nettes et les amortissements[24]



En 2022, la valeur nette des ouvrages s'élève à 3 040 k€ pour les Concessions 2005, 2007 et 2008.

Elle se répartit comme suit :
- Concession 2005 : 1 205 k€,
- Concession 2007 : 1 293 k€,
- Concession 2008 : 543 k€.

La valeur nette est obtenue en minorant de la valeur brute, le montant des amortissements de dépréciation pratiqués par le Concessionnaire.

Le Concessionnaire pratique des amortissements de caducité pour les biens de retour, pour les Concessions 2005 et 2007 et des amortissements de dépréciation pour l'ensemble des biens (biens de retour et biens de reprise) pour les trois Concessions.

Les durées d'amortissement utilisées sont celles prévues aux cahiers des charges.

De manière récurrente, le concédant signalait que la pratique des amortissements était à parfaire, car d'une part des amortissements de caducité constitués sur des biens de reprise en 2018 n'avaient pas été régularisés depuis lors et d'autre part plusieurs tests avaient mis en évidence des insuffisances d'amortissement de dépréciation pour les biens de retour et pour les biens de reprise pour les Concessions 2005 et 2007.

Ces constats ont été partiellement corrigés, le Concessionnaire ayant constitué en 2022, des reprises exceptionnelles d'amortissements.

Il est à noter que la convention de la Concession 2008 comporte **une clause indemnitaire** concernant les **biens de retour** :

« Article 37 — Fin de la Concession
A la date de fin de Concession :
a) Les biens propriété de l'Autorité concédante et affectés à l'exploitation sont restitués à cette dernière en bon état d'entretien et de fonctionnement compte tenu de leur âge, de leur destination et de leur usage.
b) Le Concessionnaire reçoit de l'Autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette comptable des ouvrages concédés financés par le Concessionnaire, réévaluée au moyen de l'indice du PIBM (Produit Intérieur Brut Marchand) ».

➲ **L'existence de cette clause vient renforcer l'enjeu d'une correcte comptabilisation des amortissements, puisque celle-ci aura une incidence sur le montant de l'indemnité à verser au Concessionnaire dans le cas d'une fin de contrat à échéance pour la Concession 2008. Pour les Concessions 2005 et 2007 l'incidence de la correcte comptabilisation sur une éventuelle indemnité ne pourrait concerner que le cas d'une résolution anticipée**.

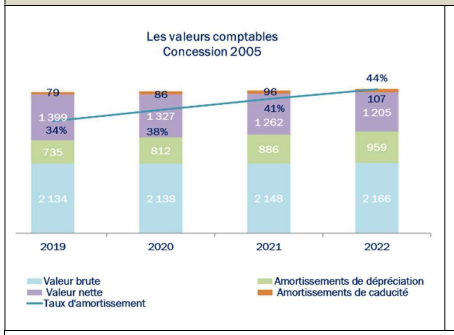
[24] En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur nette du patrimoine par commune et par Concession.

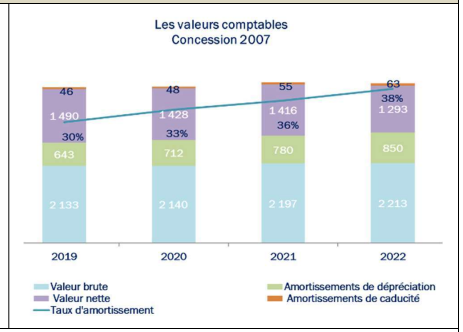
Éléments à retenir

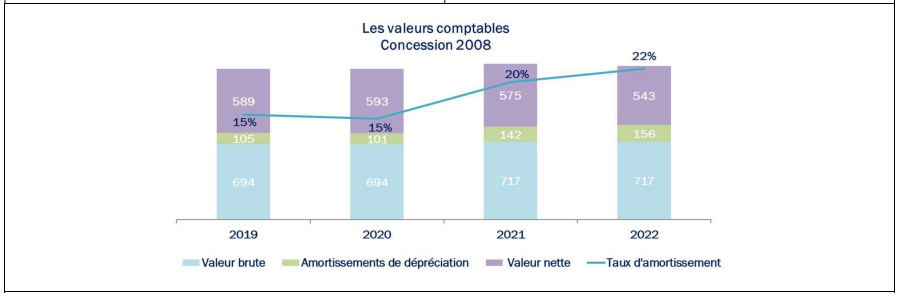
	Concessions 2005 et 2007	Concession 2008
Ouvrages	**Durées d'amortissement**	
Réseau/branchement	30 ans	50 ans
Comptage	Pas d'amortissement	
Aménagements et équipements divers (stockages)	15 ans/30 ans	

Les méthodes d'amortissement du Concessionnaire	
Réseau – Branchement	– Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquées ci-dessus et, – Constitution d'un complément de caducité, lorsque la durée d'amortissement du bien est plus longue que la durée de la convention de Concession, afin que le bien puisse revenir gratuitement à l'Autorité concédante au terme du contrat.
Stockage	– Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquée ci-dessus.

Les valeurs comptables par Concession en k€







4. Les dépenses d'investissements

Dépenses d'investissements pour l'ensemble des Concessions en k€ de 2019 à 2022 :



En 2022, pour la troisième année consécutive, les dépenses d'investissements immobilisées restent très limitées. Sur l'ensemble des Concessions, le montant de ces dépenses s'établit à 23 k€.

Sur le périmètre de la Concession 2005, le Concessionnaire a réalisé 11 k€ de dépenses d'investissements correspondant à une extension de réseau de 38 m de canalisations de distribution sur la commune du Molay Littry et à une opération de densification (implantation d'un coffret et de 8 mètres de canalisation de branchement).

Sur le périmètre de la Concession 2007, le Concessionnaire a réalisé 12 k€ de dépenses d'investissements correspondant à :

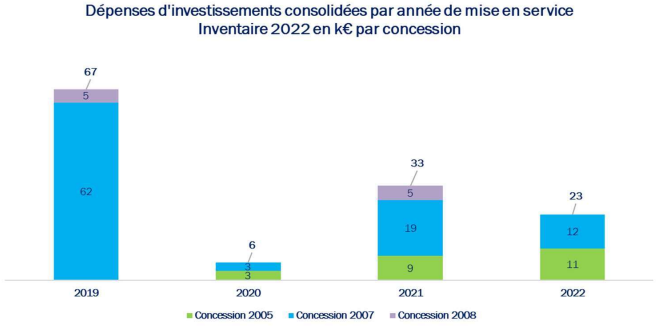
- une extension de réseau de 25 m de canalisations de distribution sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé),
- deux extensions de réseau sur la commune de Le Hom (Thury Harcourt) d'une longueur globale de 31 m.

Aucune dépense d'investissements n'a été immobilisée à l'inventaire pour ce qui concerne la Concession 2008. Depuis 2015, les investissements sur cette Concession sont limités.

Il est à noter que le Concessionnaire a immobilisé en 2022 des ouvrages mis en service en 2021 :

- sur le périmètre de la Concession 2007, pour les communes de Caumont sur Aure (pour moins de 3 K€), et de Grandcamp-Maisy (pour 4 k€)
- sur le périmètre de la Concession 2008, pour la commune de Grainville sur Odon

Il s'agit d'un phénomène récurrent, le diagramme ci-dessous présente donc la valeur brute des ouvrages consolidée sur la base de l'inventaire 2022, par Concession pour les 4 derniers exercices :



5. Le renouvellement des ouvrages

Les cahiers des charges des conventions de Concession ne comportent aucune obligation contractuelle de constituer une provision pour le renouvellement des ouvrages. La seule obligation qui y figure concerne l'état du patrimoine qui doit être restitué à l'Autorité concédante en état normal de service à l'échéance des Concessions.

Il est probable qu'à court terme, les besoins de renouvellement soient limités. À moyen terme, il conviendra de demander au Concessionnaire d'évaluer les charges futures de renouvellement et de les formaliser au travers d'un plan de renouvellement. **En fonction de leur significativité, ces charges pourraient devoir faire l'objet d'un étalement par le biais de la provision pour renouvellement**.

Rappel : 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* ».

6. Le compte « droits du Concédant »

Qu'est-ce que c'est ?

Il s'agit d'un compte inscrit au passif du bilan du Concessionnaire (compte 229)
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. A la fin du contrat, il est égal à la valeur d'actif net du patrimoine concédé.

Les droits du concédant au bilan du concessionnaire

Actif	Passif
Immobilisations ⟺	Droits du concédant
Actif circulant	Capitaux propres
Trésorerie	Dettes financières
	Autres

Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique par immobilisation portant sur les biens de retour, **le montant des droits du Concédant correspondant.**

En pratique la valeur qui figure dans cette colonne correspond à la **valeur nette comptable des biens de retour, diminuée de la somme des amortissements de caducité constatés**.

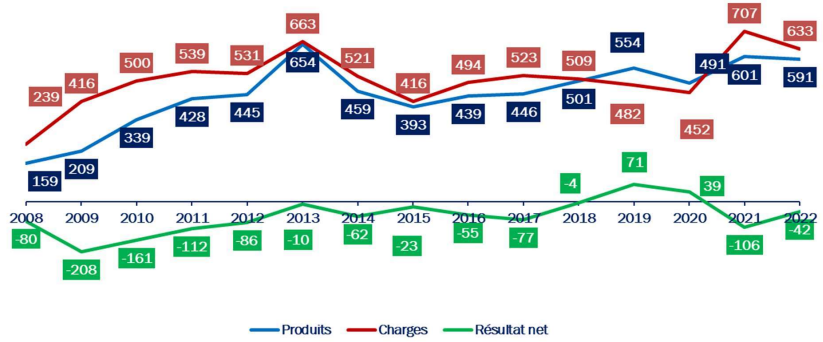
La somme en pied de la colonne « droits du Concédant » de l'inventaire correspond donc plutôt au financement du Concessionnaire restant à récupérer qu'aux droits du Concédant tels qu'ils sont prévus par le plan comptable.

Les montants des droits du Concédant sont donc erronés. Par ailleurs, ces montants des droits du Concédant sont **sous-estimés,** car comme nous l'avons précédemment indiqué, le Concessionnaire ne valorise pas les remises gratuites.

Il conviendra donc de clarifier cette situation lors des prochains contrôles.

7. La rentabilité des Concessions

Compte d'exploitation en k€
Concession 2005 (2008-2022)

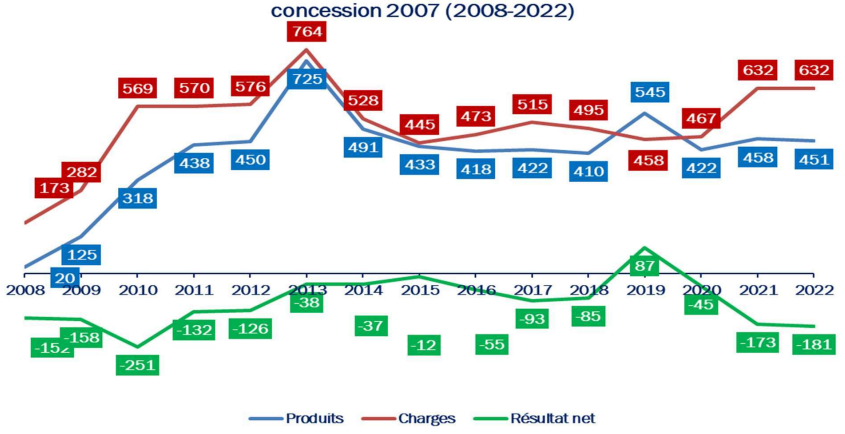


Résultats d'exploitation cumulés :

– 916 k€

En 2022, les résultats d'exploitation de la Concession 2005 **sont à nouveau déficitaires, mais moins qu'en 2021** (-42 k€).
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont déficitaires à hauteur de – **916 k€.**

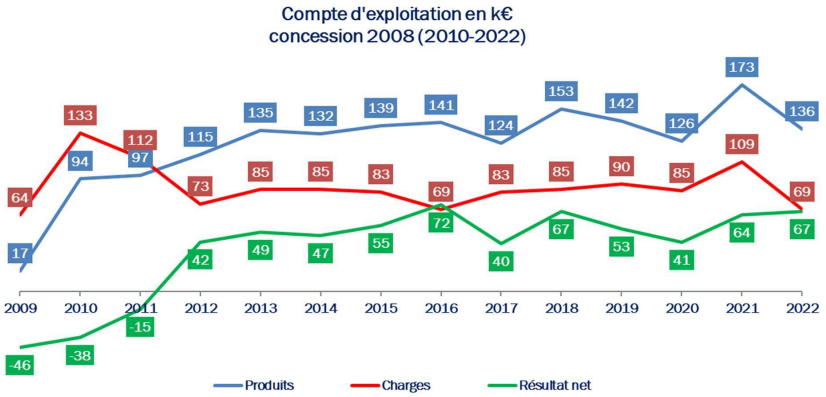
Compte d'exploitation en k€
concession 2007 (2008-2022)



Résultats d'exploitation cumulés :

– -1 451 k€

En 2021, les résultats d'exploitation de la Concession 2007 **sont à nouveau fortement déficitaires** (-181 k€).
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont très déficitaires à hauteur de - **1 451 k€**.



Résultats d'exploitation cumulés :

+ 500 k€

En 2022, les résultats d'exploitation de la Concession 2008 **sont bénéficiaires** (+67 k€).
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont bénéficiaires à hauteur de **500 k€.**

À retenir :

La clause de lissage des prix de vente du gaz propane et la constitution du reliquat à hauteur de :

- **Pour la Concession 2005, 171 k€ (171 365 €).**
- **Pour la Concession 2007, 238 k€ (238 114 €).**

Impactent les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 en minorant les produits reçus par le Concessionnaire en 2022.

Cette minoration est **ponctuelle** puisque le reliquat doit être affecté sur les prix de vente du gaz propane **des périodes tarifaires suivantes** dans les limites d'évolution du prix de vente fixées par les cahiers des charges (+ 10 % ou -10 % pour la Concession 2005 et +9 et -9 % pour la Concession 2007).

Si **artificiellement** on **réintroduit les reliquats** constitués aux produits perçus par le Concessionnaire, **les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 seraient bénéficiaires :**

	Résultat d'exploitation 2022	Résultat d'exploitation 2022 avec prise en compte du reliquat
Concession 2005	- 42 k€	129 k€
Concession 2007	- 181 k€	58 k€

La pertinence des résultats d'exploitation est à relativiser compte tenu en outre :

- de l'existence de nombreuses charges indirectes dont les données de calcul restent opaques.
- Des reprises exceptionnelles de dotation aux amortissements comptabilisées par le Concessionnaire afin de corriger des erreurs antérieures,

8. Les comptes d'exploitation synthétiques[25]

Concession 2005

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	551	487	598	586
Dont ventes d'énergie	*481*	*415*	*526*	*514*
Prestations annexes	3	4	2	5
Produits	554	491	601	591
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	82	78	93	81
Dotations aux amortissements	81	84	93	65
Personnel	44	41	43	76
Achats et acheminement d'énergie	266	239	467	402
Dont achats d'énergie	*229*	*200*	*414*	*336*
Impôts et redevances	10	10	10	10
Charges	482	452	707	633
Résultat	71	39	-106	-42

Concession 2007

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	519	416	451	446
Dont ventes d'énergie	*447*	*341*	*373*	*367*
Prestations annexes	26	6	8	5
Produits	545	422	458	451
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	88	90	95	92
Dotations aux amortissements	73	75	76	77
Personnel	49	45	48	86
Achats et acheminement d'énergie	236	245	401	364
Dont achats d'énergie	206	208	359	296
Impôts et redevances	12	13	13	14
Charges	458	467	632	632
Résultat	87	-45	-173	-181

Pour ce qui concerne la Concession 2005, la baisse du chiffre d'affaires de 2 % liée à un effet volume, (année chaude qui a entraîné une baisse des volumes consommés de 16 % malgré une progression des prix unitaires et l'impact du lissage des prix) s'accompagne d'une baisse des charges de 10 %.

La baisse des charges s'explique par :

- une baisse des charges d'achat de gaz,
- une baisse des charges calculées (reprises exceptionnelles).

On note une forte progression des charges de personnel, liée à un chargement de clé de répartition de cette charge indirecte.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, on révèle une baisse du chiffre d'affaires (2 %) qui s'accompagne d'une stagnation des charges.

Cette stagnation est la combinaison :

- d'une forte progression des charges de personnel,
- compensée par la baisse des prix d'achat du gaz.

Pour ce qui concerne les Concessions 2005 et 2007, les résultats doivent être appréhendés avec prudence compte tenu de :

- **la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente,**
- **l'impossibilité de reconstituer les recettes de ventes d'énergie,**
- **l'existence d'une part importante de charges indirectes, dont les clés de répartition sont opaques, ce qui est notamment le cas pour les charges de personnel et d'achat du gaz.** Au terme de la mission de contrôle, l'autorité n'a pas obtenu les éléments permettant de clarifier les modalités de répartition retenues pour ces charges.
- **les corrections apportées aux charges calculées réduisent la portée des résultats.**

[25] En annexe n° 2, le lecteur trouvera les comptes d'exploitation détaillés.

Concession 2008

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	142	125	171	135
Prestations annexes	2	1	2	1
Produits	145	126	173	136
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	50	45	37	35
Dotations aux amortissements	14	15	34	-25
Personnel	20	19	20	34
Achats et acheminement d'énergie	0	0	13	18
Impôts et redevances	6	6	6	6
Charges	90	85	109	69
Résultat	55	41	64	67

Pour ce qui concerne la Concession 2008, on relève une forte baisse du chiffre d'affaires (-21 %).
Cette baisse est liée à la baisse des volumes acheminés (-27 %).

Elle s'accompagne d'une forte réduction des charges (-36 %). Cette forte diminution des charges est la combinaison :
– d'une forte progression des charges de personnel,
– et d'une correction importante des charges calculées.

Éléments à retenir
Opacité des recettes de ventes d'énergie et de la charge « achat du gaz »
Concession 2005-2007

Opacité des recettes de vente d'énergie => Produits du compte d'exploitation

Les recettes de vente d'énergie déclarées par le Concessionnaire sont la somme des recettes facturées dans l'année et des provisions représentant la part des recettes non facturées de l'année (provisions) auxquelles sont soustraites les provisions de l'année précédente (reprise de provisions).
Il s'agit du mécanisme pendant de celui mis en place pour déterminer le volume annuel consommé (voir p° 12 du présent rapport).

Concession 2005 en k€	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Ventes d'énergie facturées n	449	456	493	506
Provisions n	232	190	229	237
Part des provisions/Ventes d'énergie facturées n	**52 %**	**42 %**	**47 %**	**47 %**
Reprises de Provisions	-200	-232	-191	-229
Ventes d'énergie n (total hors abonnements)	**481**	**415**	**531**	**514**
Concession 2007 en k€	**2019**	**2020**	**2021**	**2020**
Ventes d'énergie facturées n	352	435	359	355
Provisions n	290	197	220	228
Part des provisions n/Ventes d'énergie facturées n	**82 %**	**45 %**	**62 %**	**62 %**
Reprises de Provisions n-1	-196	-290	-203	-212
Ventes d'énergie n (total hors abonnements)	**447**	**341**	**376**	**371**

Ce mécanisme reste opaque au terme de la mission de contrôle 2023 :

- **Le Concédant ne peut reconstituer les recettes qui correspondent aux recettes facturées de vente d'énergie par tarif,**
- **malgré une clarification partielle, le mécanisme de constitution des provisions doit être clarifié.**

Opacité des coûts d'achats d'énergie => Charges du compte d'exploitation

Jusqu'en 2022, la formule de répartition de la charge indirecte d'achat de gaz communiquée par le Concessionnaire était la suivante : Prix ARGUS moyen annuel + Marge Amont) X quantités. Lors de la mission de contrôle, il est apparu que le Concessionnaire avait modifié la formule de répartition de la charge d'achat de gaz sans que cette modification puisse être précisément datée. La formule appliquée en 2022 est la suivante : Prix moyen annuel en €/T x tonnage livré par Concession en T

Ou, le prix moyen annuel en €/T est se calcule comme suit :

= Prix moyen annuel ARGUS + PREMIUM + Résultat de couverture.

Paramètre de la formule en € /T	Contenu
Prix moyen annuel ARGUS	Le prix moyen annuel ARGUS se calcule comme suit : 1) Prix moyen annuel ARGUS en €/T = Somme des coûts mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N / Tonnage annuel acheté de l'année N ; 2) Le coût du mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N en € = Prix moyen mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N en € X par le tonnage mensuel de janvier à décembre de l'année N. Le prix moyen mensuel est égal au cours mensuel du gaz propane CIF ARA Europe du Nord-Ouest NWE publié par l'Argus international LPG (Propane averages) en $/T. il est converti en €/T selon le Taux de change (parités quotidiennes) publié par la banque de France. Le tonnage mensuel acheté correspond au tonnage mensuel acheté par le Concessionnaire. Le tonnage acheté à l'année N est la somme des tonnages mensuels achetés à l'année N.
Prémium	Coûts complémentaires notamment frais de gestion et autres frais.
Stratégie de couverture	Résultat de l'outil de gestion du risque utilisé par le Concessionnaire à court et moyen terme pour le protéger contre des mouvements de marché défavorables.
Prix moyen annuel 2022	564 €/T

BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

POINTS FORTS :

- Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites.

POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- L'Autorité concédante relève que les corrections nombreuses et régulières des inventaires comptables, bien qu'indispensables, complexifient la mission de contrôle et interrogent la solidité des procédures d'immobilisation du Concessionnaire.
- La pratique des amortissements reste à parfaire malgré des corrections apportées.
- Pour la troisième année consécutive, les dépenses d'investissements immobilisées restent très limitées. Aucune dépense d'investissements n'a été immobilisée à l'inventaire pour ce qui concerne la Concession 2008. Depuis 2015, les investissements sur cette Concession sont restreints.
- Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- L'inscription des valeurs brutes à l'inventaire reste à parfaire (Présence de lignes d'inventaires non valorisées, anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et absence valorisation des retraits d'ouvrages).
- Le calcul des droits du concédant est erroné.
- Les clés de répartition des charges indirectes restent opaques, notamment pour les charges de personnel et d'achat de gaz.

Annexe n° 1 : Données à maille communale

1. Concession 2005

Nombre d'usagers en 2022	
Saint-Sylvain	27
Molay-Littry	168
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	125
Ver-sur-Mer	20
Dozulé	99
CONCESSION	**439**

Consommations en GWh en 2022	
Saint-Sylvain	0,4
Molay-Littry	2,5
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	1,9
Ver-sur-Mer	0,2
Dozulé	3,2
CONCESSION	**8,1**

Valeur brute en 2022 en k€	
Saint-Sylvain	233
Molay-Littry	692
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	636
Ver-sur-Mer	179
Dozulé	426
CONCESSION	**2 166**

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	183	40	10	**233**
Molay-Littry	605	81	6	**692**
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	532	101	3	**636**
Ver-sur-Mer	149	30	0	**179**
Dozulé	342	81	3	**426**
CONCESSION	**1 811**	**332**	**23**	**2 166**

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	89	16	10	**115**
Molay-Littry	348	37	6	**391**
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	287	53	3	**343**
Ver-sur-Mer	75	15	0	**90**
Dozulé	214	51	0	**266**
CONCESSION	**1 013**	**172**	**20**	**1 205**

2. Concession 2007

Nombre d'usagers en 2022	
Saint-Martin de la Lieue	11
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	118
Grandcamp Maisy	71
Thury Harcourt (Le Hom)	217
Thaon	55
Noyers Bocage (Val d'Arry)	32
CONCESSION	**504**

Consommation en GWh en 2022	
Saint-Martin de la Lieue	0,2
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	2,7
Grandcamp Maisy	0,6
Thury Harcourt (Le Hom)	2,5
Thaon	0,6
Noyers Bocage (Val d'Arry)	0,6
CONCESSION	**7,1**

Valeur brute en 2022 en K€	
Saint-Martin de la Lieue	**110**
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	**550**
Grandcamp Maisy	**372**
Thury Harcourt (Le Hom)	**793**
Thaon	**202**
Noyers Bocage (Val d'Arry)	**185**
CONCESSION	**2 213**

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	82	28	0	**110**
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	445	95	10	**550**
Grandcamp Maisy	322	51	0	**372**
Thury Harcourt (Le Hom)	688	105	0	**793**
Thaon	183	18	1	**202**
Noyers Bocage (Val d'Arry)	124	61	0	**185**
CONCESSION	**1 845**	**358**	**11**	**2 213**

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	43	16	0	**60**
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	261	66	10	**337**
Grandcamp Maisy	193	30	0	**223**
Thury Harcourt (Le Hom)	405	53	0	**458**
Thaon	89	11	1	**101**
Noyers Bocage (Val d'Arry)	98	17	0	**114**
CONCESSION	**1 089**	**193**	**11**	**1 293**

3. Concession 2008

Nombre d'usagers en 2022	
Cricquebœuf	15
Mondrainville	37
Grainville sur Odon	118
CONCESSION	**170**

Consommations en GWh en 2022	
Cricqueboeuf	4,5
Mondrainville	0,4
Grainville sur Odon	1,2
CONCESSION	**6,1**

Valeur brute en 2022 en K€	
Cricqueboeuf	194
Mondrainville	180
Grainville sur Odon	343
CONCESSION	**717**

Valeur nette en k€	Réseau
Cricqueboeuf	146
Mondrainville	126
Grainville sur Odon	271
CONCESSION	**543**

Annexe n° 2 : Les comptes d'exploitation détaillés

1. Concession 2005

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	*667*	*669*			
Clients facturés	Nombre	*438*	*439*			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	**72 120**	**71 896**	**12%**	**0%**	**-223**
Part variable						
Volume facturé	kWh	*9 640 174*	*8 074 311*		**-16%**	**-1 565 863**
Énergie facturée (TVA : 20%)	€ HT	**526 294**	**514 438**	**87%**	**-2%**	**-11 856**
Prestations	€ HT	**2 369**	**4 777**	**1%**	**102%**	**2 408**
Total des recettes d'exploitation	**€ HT**	**600 783**	**591 111**		**-2%**	**-9 671**
Charges d'exploitation		**Exercice 2021**	**Exercice 2022**	**Part du total**	**Evolution en %**	**Evolution en €**
Personnel	€ HT	43 067	**75 820**	**12%**	**76%**	**32 753**
Sous-traitance exploitation	€ HT	39 758	36 871	**6%**	**-7%**	**-2 887**
Entretien réparation	€ HT	21 290	5 501	**1%**	**-74%**	**-15 789**
Achat de gaz propane	€ HT	414 272	335 532	**53%**	**-19%**	**-78 740**
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	52 569	66 257	**10%**	**26%**	**13 687**
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	*84 107*	*83 666*	**13%**	**-1%**	**-442**
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *	€ HT	*9 364*	*-18 728*	**-3%**	**-300%**	**-28 092**
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 941	1 655	**0,3%**	**-15%**	**-286**
Redevance versée au concédant	€ HT	7 835	8 060	**1%**	**3%**	**224**
Electricité eau	€ HT	5 469	4 721	**1%**	**-14%**	**-748**
Frais de structure	€ HT	26 872	34 050	**5%**	**27%**	**7 178**
Total des charges d'exploitation	**€ HT**	**706 545**	**633 404**		**-10%**	**-73 141**
Résultat d'exploitation	**€ HT**	**-105 762**	**-42 292**			**63 470**

2. Concession 2007

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	*756*	*755*			
Clients facturés	Nombre	*507*	*504*			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	**77 942**	**79 561**	**18%**	**2%**	**1 620**
Part variable						
Volume facturé	kWh	*8 084 465*	*7 095 847*		**-12%**	**-988 618**
Énergie facturée (TVA : 20%)	€ HT	**372 813**	**366 699**	**81%**	**-2%**	**-6 115**
Prestations	€ HT	**7 562**	**4 983**	**1%**	**-34%**	**-2 579**
Total des recettes d'exploitation	**€ HT**	**458 317**	**451 243**		**-2%**	**-7 074**
Charges d'exploitation		**Exercice 2021**	**Exercice 2022**	**Part du total**	**Evolution en %**	**Evolution en €**
Personnel	€ HT	47 542	85 567	**14%**	**80%**	**38 024**
Sous-traitance exploitation	€ HT	46 877	39 189	**6%**	**-16%**	**-7 688**
Entretien réparation	€ HT	12 561	9 456	**1%**	**-25%**	**-3 105**
Achat de gaz propane	€ HT	**359 018**	**296 362**	**47%**	**-17%**	**-62 655**
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	41 725	67 777	**11%**	**62%**	**26 052**
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	*75 510*	77 061	**12%**	**2%**	**1 552**
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *		*30*	*-16*			**-46**
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 884	1 774		**-6%**	**-109**
Redevance versée au concédant	€ HT	10 954	11 727	**2%**	**7%**	**773**
Electricité eau	€ HT	5 133	4 922	**1%**	**-4%**	**-211**
Frais de structure	€ HT	30 458	38 427	**6%**	**26%**	**7 970**
Total des charges d'exploitation	**€ HT**	**631 691**	**632 247**		**0,09%**	**556**
Résultat d'exploitation		**-173 374**	**-181 004**			**-7 630**

3. Concession 2008

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	*303*	*303*			
Clients facturés	Nombre	*20*	*172*			
Terme fixe T1, T2, T3	€ HT	53 999	47 344	35%	-12%	-6 655
Part variable						
Volume facturé	kWh	*8 320 360*	*6 072 908*		-27%	-2 247 452
Terme proportionnel	€ HT	116 529	87 846	65%	-25%	-28 683
Prestations	€ HT	2 134	587	0%	-72%	-1 546
Total des recettes d'exploitation	**€ HT**	**172 662**	**135 777**		-21%	-36 885
Charges d'exploitation						
Personnel	€ HT	19 523	34 340	50%	76%	14 817
Sous-traitance exploitation	€ HT	17 789	15 202	22%	-15%	-2 587
Entretien réparation	€ HT	6 950	4 153	6%	-40%	-2 797
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	12 570	18 161	26%	44%	5 591
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	14 219	14 278	21%	0%	60
Dotations exceptionnelles aux Amortissements	€ HT	19 398	-38 796	-56%	-300%	-58 194
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	901	877	1%	-3%	
Redevance versée au concédant	€ HT	4 987	5 218	8%	5%	231
Frais de structure	€ HT	12 207	15 422	22%	26%	3 215
Total des charges d'exploitation	**€ HT**	**108 544**	**68 855**		-37%	-39 689
Résultat d'exploitation		**64 118**	**66 922**		7%	**2 804**

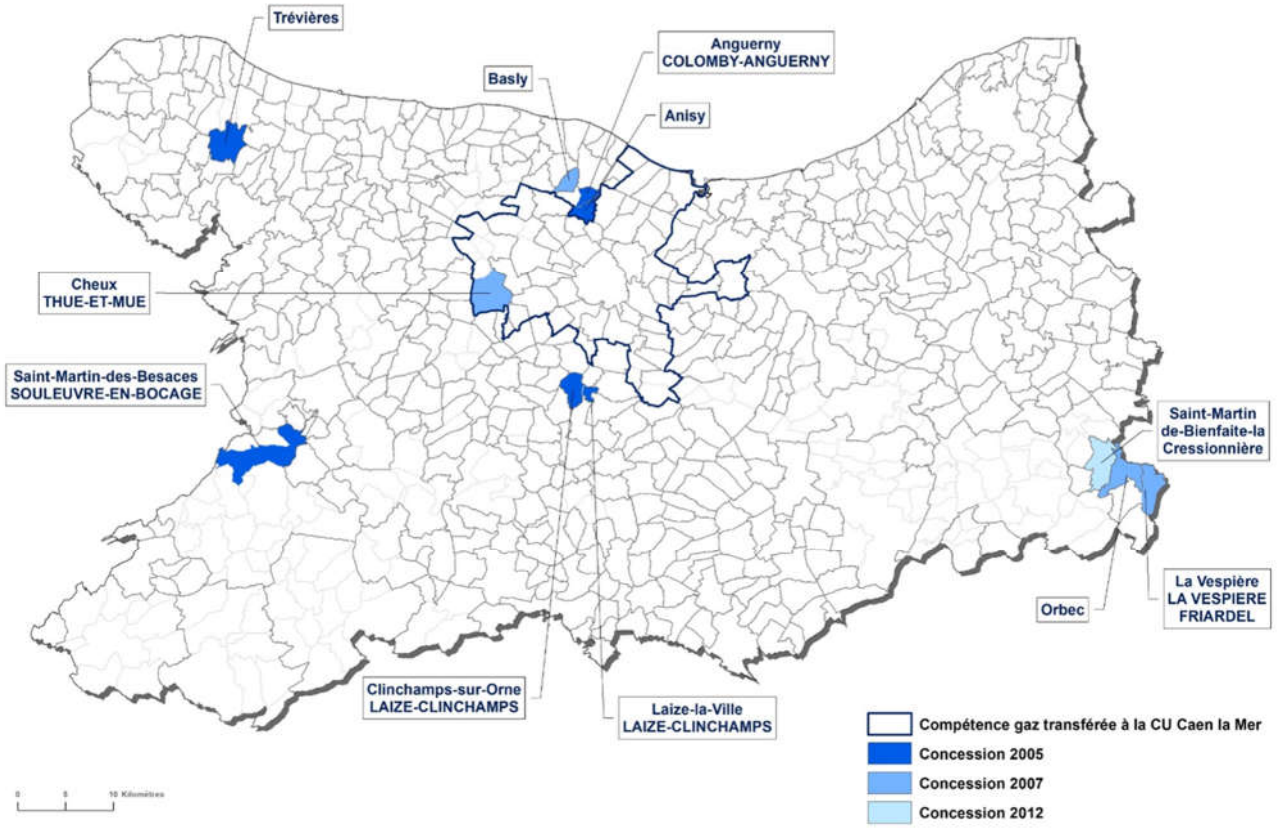
121

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 2007[1] 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 ÉNERGIE[2].

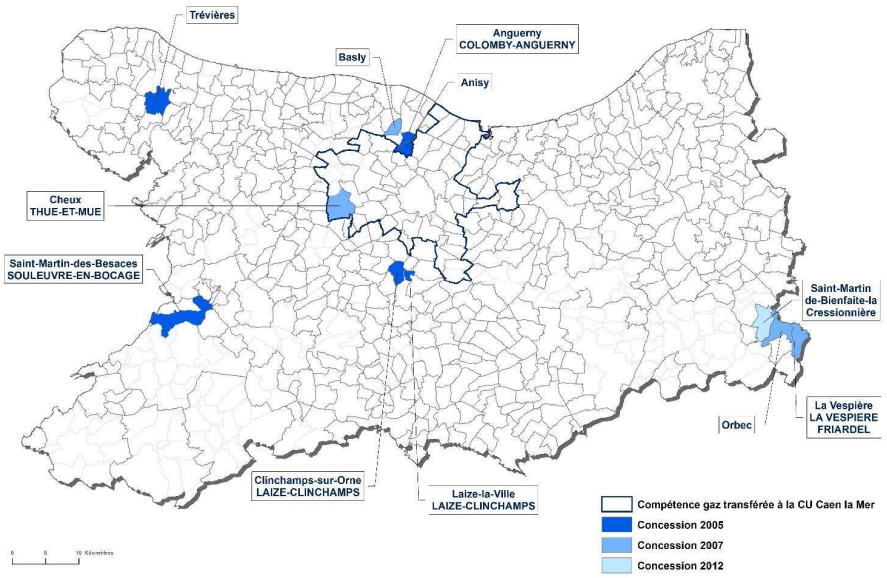
Cette commune qui a concédé, à compter du 19 janvier 2012 et pour 30 ans, l'exploitation, le service public de la distribution de **gaz propane** à la société PRIMAGAZ, le SDEC ÉNERGIE, par un courrier en date du 8 novembre 2019, a informé le Concessionnaire de sa substitution à la commune dans le cadre 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.

[3] Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre des communes déléguées, signalées entre parenthèses dans ce tableau.

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 COGEDIAC.

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.

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 1er 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

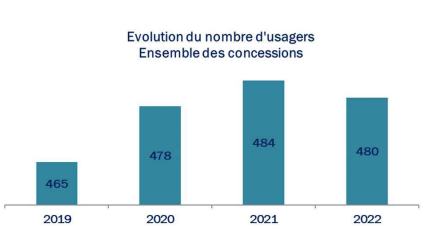
VI. Annexe n° 1 : Les coefficients de conversion 77

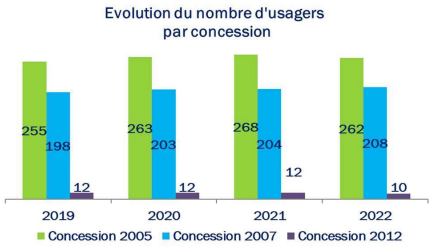
VII. Annexe n° 2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune 79

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 apparaitre un solde négatif de consommateurs par rapport à l'exercice précédent (il s'agit des exercices 2018 et 2022).

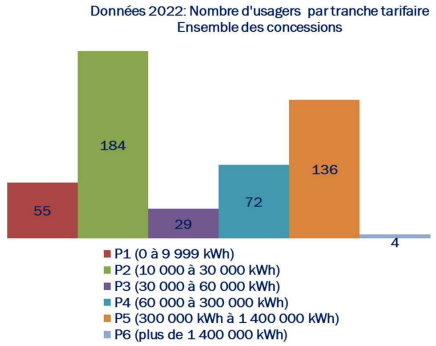
Le nombre d'usagers de deux Concessions diminue :

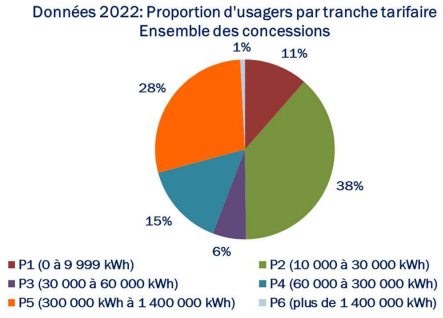
- La Concession 2005 perd 6 usagers par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2012 perd 2 usagers après 3 années de stagnation.

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.



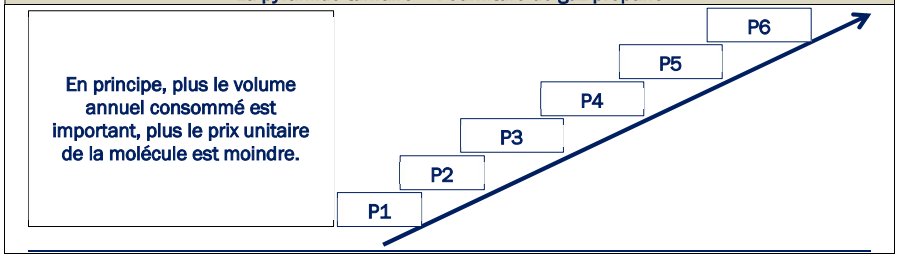


La segmentation des usagers

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



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 Orne)	75	76	94	91
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	14	16		
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	26	26	27	26
Trévières	104	107	105	104
Somme	**255**	**263**	**268**	**262**

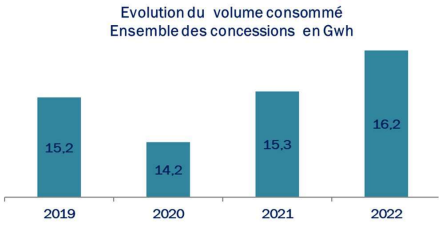
Concession 2007/Nom de la Commune	2019	2020	2021	2022
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	33	33	33	33
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	12	12	12
Orbec	153	158	159	163
Somme	**198**	**203**	**204**	**208**

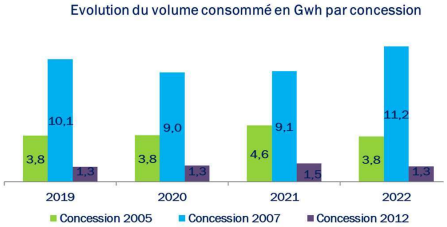
Concession 2012	2019	2020	2021	2022
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	**12**	**12**	**12**	**10**

Les usagers par tranche tarifaire
Ensemble des Concessions

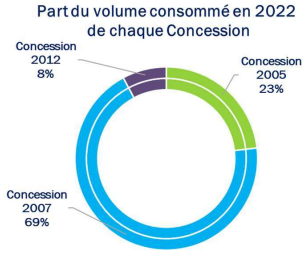
Ensemble des Concessions	2019	2020	2021	2022	Évolution %	Évolution nb	Proportion
P1	39	41	44	**55**	25 %	11	11 %
P2	179	183	183	**184**	1 %	1	38 %
P3	27	22	25	**29**	16 %	4	6 %
P4	81	78	75	**72**	-4 %	-3	15 %
P5	136	141	144	**136**	-6 %	-8	28 %
P6	3	13	13	**4**	-69 %	-9	1 %
Total cumulé	**465**	**478**	**484**	**480**	**-0,8 %**	**-4**	

2. Les consommations en GWh





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.



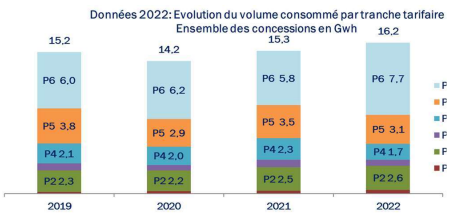
Après trois années consécutives de contraction en 2018, 2019 et 2020, le volume consommé de l'ensemble des Concessions progresse depuis les deux derniers exercices. Le volume consommé en 2022 progresse de 0,9 GWh, soit 5,8 %, par rapport à l'exercice précédent.

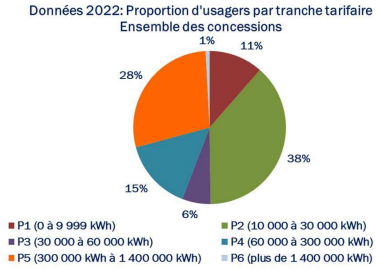
À la maille des Concessions, le volume consommé décroit sur le périmètre des concessions 2005 et 2012. Pour ce qui concerne la Concession 2005, les consommations diminuent de plus de 19 % (0,9 GWh). Pour ce qui concerne la Concession 2012, les consommations diminuent de plus de 16 % (0,2 GWh).

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.





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 Orne)	1,4	1,4	1,8	1,5	-19 %
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	0,2				
Souleuvre-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).

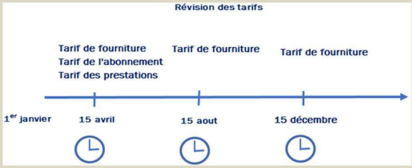
Le tarif de fourniture est actualisé trois fois par an. Cette actualisation est réalisée selon les modalités prévues dans les cahiers des charges des Concessions. Ces modalités sont similaires pour les Concessions 2005 et 2007.

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'entraine 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 aout pour la Concession 2012.

La révision des tarifs Concession 2005 et 2007	
La révision des tarifs Concession 2012	

Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires d'un logement social[4]. 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 quadrimestre selon les formules ci-dessous :

Concession 2005 Prix initiaux en cts d'€/kWh (1er mai 2005)	Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
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 initiaux en cts d'€/kWh (1er juillet 2007)	Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
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 quadrimestre précédent. La moyenne du prix du gaz du quadrimestre précédent s'obtient selon la formule suivante** :

PA = [½ (CIF ARA LARGE +ANSI) + Premium] * USD

Où

- PA est la moyenne du Prix du quadrimestre 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

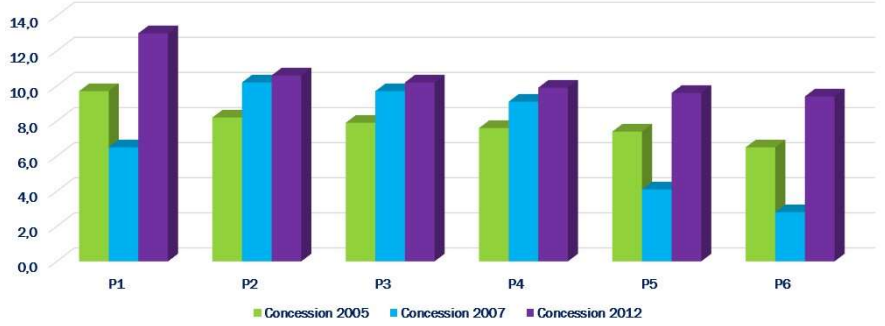
Les prix de l'abonnement et des prestations annexes sont révisés au moyen du coefficient d'actualisation suivant :

= 0,19 + 0,27 (TP05am-6/TP05a0) + 0,27 (Xm -6/X0) + 0,27 (Ym -6/Y0)

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.

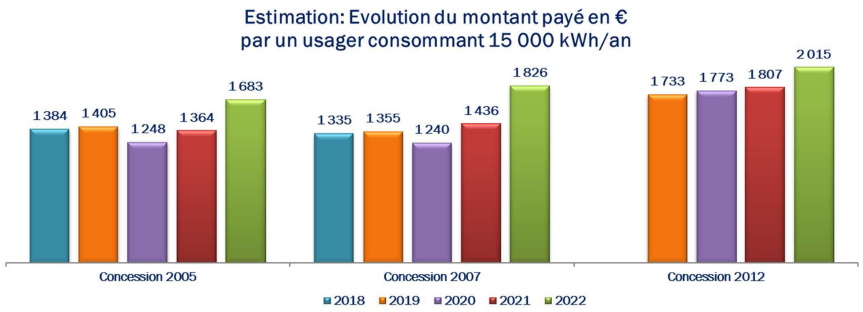
Concession 2012 - Tarif de fourniture en décembre 2022 en cts € HT/ kWh (Hors abonnement)		Ecart en cts d'€ HT/kWh	
		Concession 2007	Concession 2005
P1	13	6,50	3,3
P2	10,6	0,40	2,4
P3	10,2	0,50	2,3
P4	9,9	0,80	2,3
P5	9,6	5,50	2,2
P6	9,4	6,60	2,9

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 résidentiel[5]

Le SDEC ÉNERGIE estime le montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel (type P2) qui consomme 15 000 kWh/an en € TTC.



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.

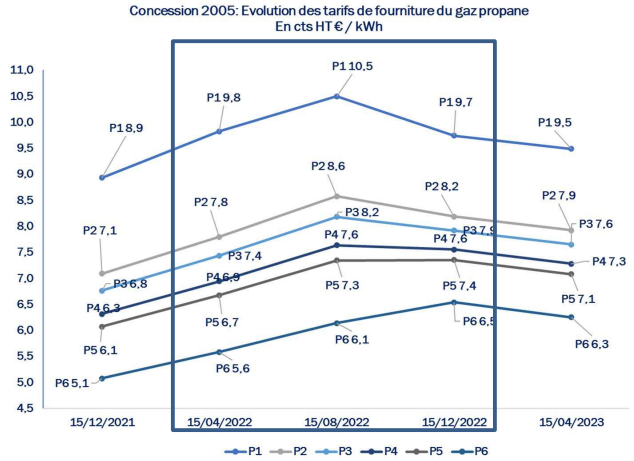
Pour rappel et comme indiqué en mission de contrôle puis lors de l'audit de 2020, la facturation des Concession 2005 et 2007 évolue en prix indexés sur le CIF ARA large alors que la DSP3 a un prix net au barème Primacompteur avec remise conjoncturelle ».

L'Autorité concédante souhaite identifier les données qui entrainent 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 2005 [6]:



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 :

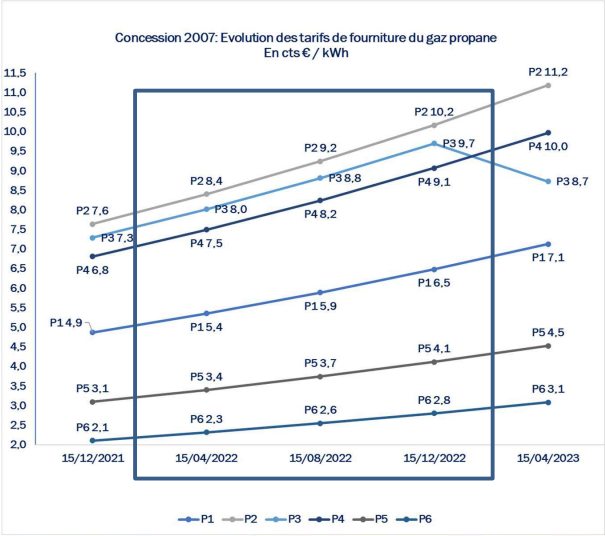
- 10 % en avril 2022 pour toutes les tranches tarifaires,
- 10 % en aout 2022 pour toutes les tranches tarifaires, à l'exception de la tranche P1,
- entre +7 % et –7 % en décembre 2022.

Les prix de vente calculés ont fortement augmenté en avril et aout 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.

.

[7] Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

Pour ce qui concerne la Concession 2012[8] :

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 1er 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 1er 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),

[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-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 1er établissement	447,3	455,9
Raccordement après travaux de 1er 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 1er établissement	420,5	428,2
Raccordement après travaux de 1er 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	62	63,2
(Pas de défaut constaté)		
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 1er établissement inférieur égal à 16 nm³/h	340	340
Raccordement après travaux de 1er 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'usager de mensualiser les paiements de ses factures et de les étaler sur l'année. Le règlement des factures s'effectue par prélèvement automatique. L'usager reçoit chaque année à la date anniversaire de son adhésion au primabonnement un échéancier mensuel sur 10 mensualités. Une consolidation des factures de l'usager calculée sur la consommation réelle intervient au bout de la 10e mensualité avec 2 possibilités :
    - soit le solde est en faveur de l'usager 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'usager 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'usager au moment de la souscription.

La facturation bimensuelle : l'usager 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'usager 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'usager 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'usager 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'usager 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 : ○ L'usager 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'usager 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'usager envoie le coupon en demandant un remboursement immédiat (le Concessionnaire possède déjà un RIB puisque l'usager paie par TIP),
Prélèvement automatique	Le remboursement est fait automatiquement par PRIMAGAZ sans action de l'usager.
Mensualisation	L'avoir sera automatiquement déduit de la mensualisation.

Éléments à retenir

Transmission du relevé du compteur avant la facturation : L'usager 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'usager afin d'être prise en compte par le Concessionnaire. La transmission s'effectue par téléphone ou sur l'espace client de l'usager.

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.

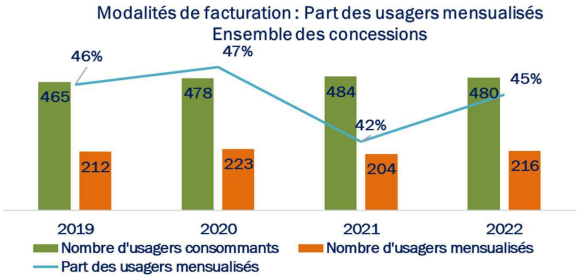
   À retenir : depuis le 1er avril 2018, la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) à usage combustible est due, elle est fixée à 0,004 8 € HT/kWh, soit 0,005 8 € TTC/kWh.

2) **Un détail de la consommation de gaz et des abonnements et services**. Le détail de la consommation de gaz fait apparaitre 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 (m³)	
Nouveau relevé (m³)	
Différence (m³)	
Coefficient de conversion (kWh/m3)	Coefficient permettant de transformer les m³ 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

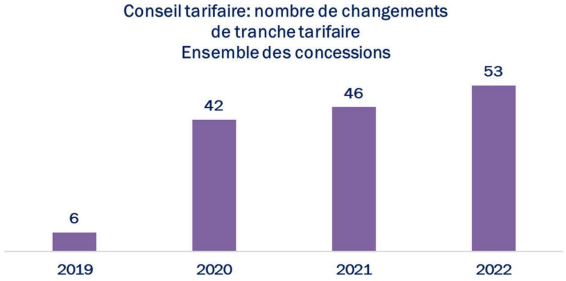


45 % des usagers sur l'ensemble des Concessions sont des usagers mensualisés. La mensualisation présente l'avantage pour l'usager de lisser sa consommation sur l'année.

55 % des usagers sont donc facturés bimensuellement.

Après une baisse importante en 2021, la proportion d'usagers 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 prendre pas l'attache de l'usager, 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.

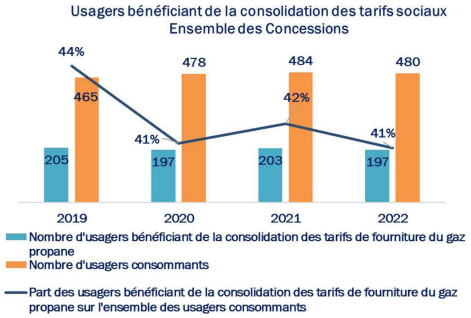
c) La consolidation



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**. Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.		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.** Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités locales. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.

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.

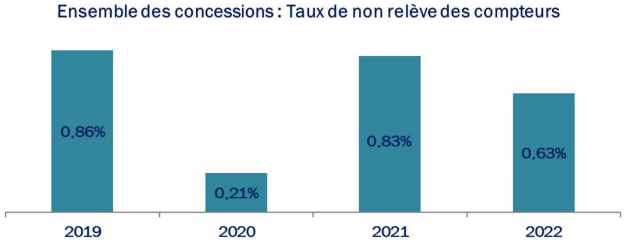


La proportion d'usagers bénéficiant de la consolidation des tarifs est importante. En 2022, 41 % des usagers ont bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.

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 aout et en novembre. **Le délai de saisie des modifications peut être long** : cette situation est préjudiciable à l'usager, notamment s'il quitte son logement. **L'Autorité concédante souhaite que la consolidation des tarifs soit mise en œuvre plus rapidement afin que l'usager se voie facturer le tarif issu de la consolidation au plus tôt.**

5. Les prestations réalisées par le Concessionnaire

a) La relève des compteurs

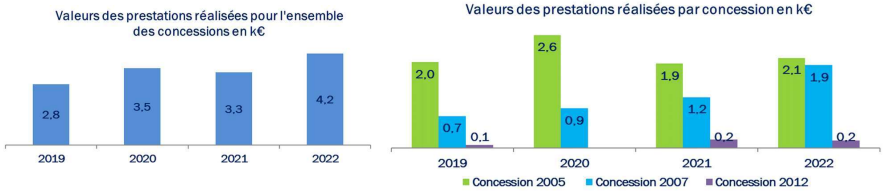


Le Concessionnaire externalise la relève des compteurs à 100 %.

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.

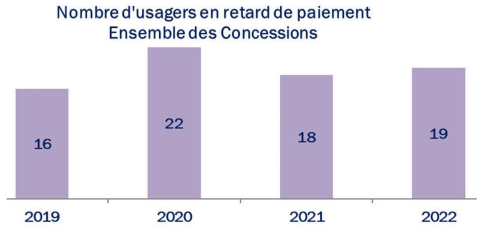
Le suivi de la garantie des services (GDS) n'est pas réalisé par le Concessionnaire. **Il assure cependant respecter ses engagements de service, mais :**

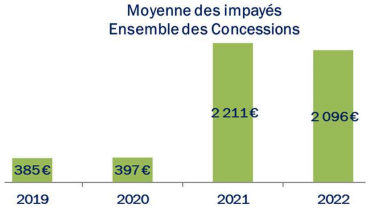
- Il ne dispose pas d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services.
- Lors d'un contrôle précédent, le Concessionnaire a indiqué que son prestataire intervient selon la gravité du dépannage d'un branchement, détendeur ou compteur en panne, soit :
  - Pour 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'usager 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 apparait 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 apparaitre 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.

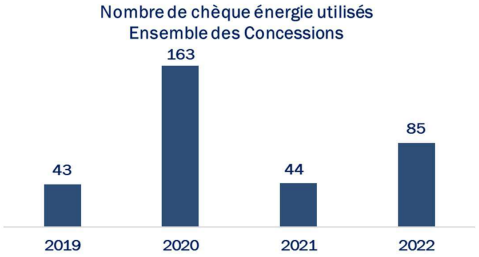
18 usagers ont été coupés en 2022. Le nombre d'usagers coupés progresse très fortement par rapport à l'exercice précédent (2 usagers ont été coupés en 2021).

b) Mise en œuvre de la trêve hivernale

La trêve hivernale des coupures d'énergie a été instaurée en 2013. Elle s'étend du 1er 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.

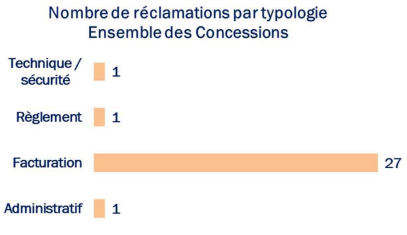
L'objectif de cette mesure était de protéger les usagers face à l'augmentation des prix de l'énergie.

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 entrainent 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 dument 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 :

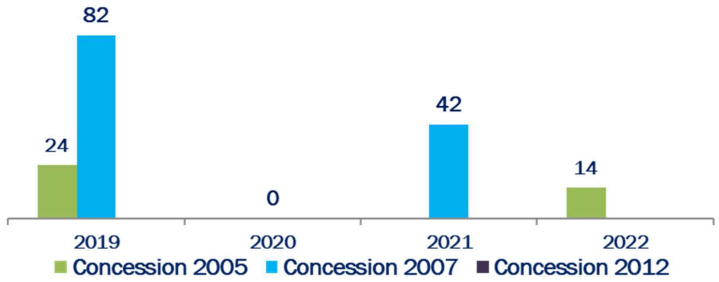
- Travaux de **premier établissement**,
- Travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **Travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- Travaux de renouvellement,
- Travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1er 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 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.

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.

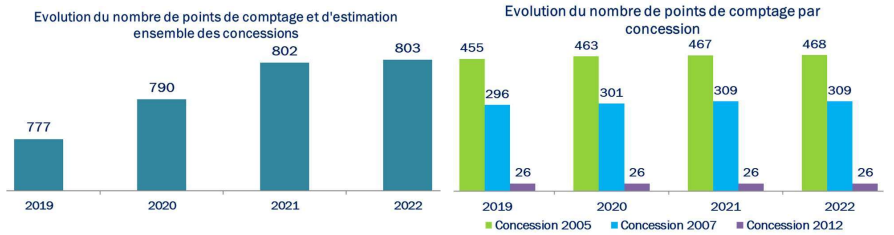
Les extensions de réseau sont financées par le Concessionnaire lorsqu'elles sont situées à moins de 25 mètres du réseau existant.
Lorsque ces extensions sont situées à plus de 25 mètres du réseau existant, le Concessionnaire est tenu de réaliser **une étude de faisabilité technico-économique**, qui prenne en compte l'investissement à réaliser et la profitabilité de l'opération pour le Concessionnaire.
Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demander 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.

Tarification des prestations — Avril 2022 en € HT (TVA 20 %)

	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Forfait « raccordement après travaux de 1er 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'usager n'a pas signé de contrat de fourniture — ou ne sont plus équipés de compteurs — quand l'usager 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 **Laize-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 apparaitre 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 consommation[9] 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'usager 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 1er établissement.

Par ailleurs, **la Règlementation Environnementale dite « RE2020 »**, mise en œuvre depuis le 1er 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 CO^2 (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.

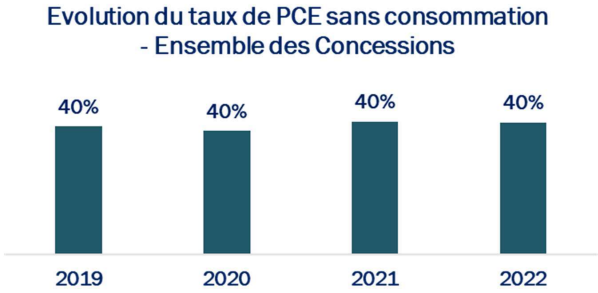
La RE2020 limite le développement des réseaux de gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le 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 %
Souleuvre-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 %**

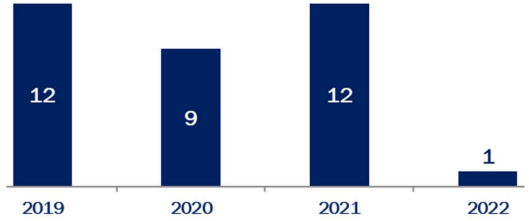
Concession 2007 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Basly	0	0	0	0	Sans objet	Sans objet
Thue et Mue (Cheux)	33	14	11	47	70 %	30 %
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	6	6	18	67 %	33 %
Orbec	163	81	79	244	67 %	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 %**



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.**

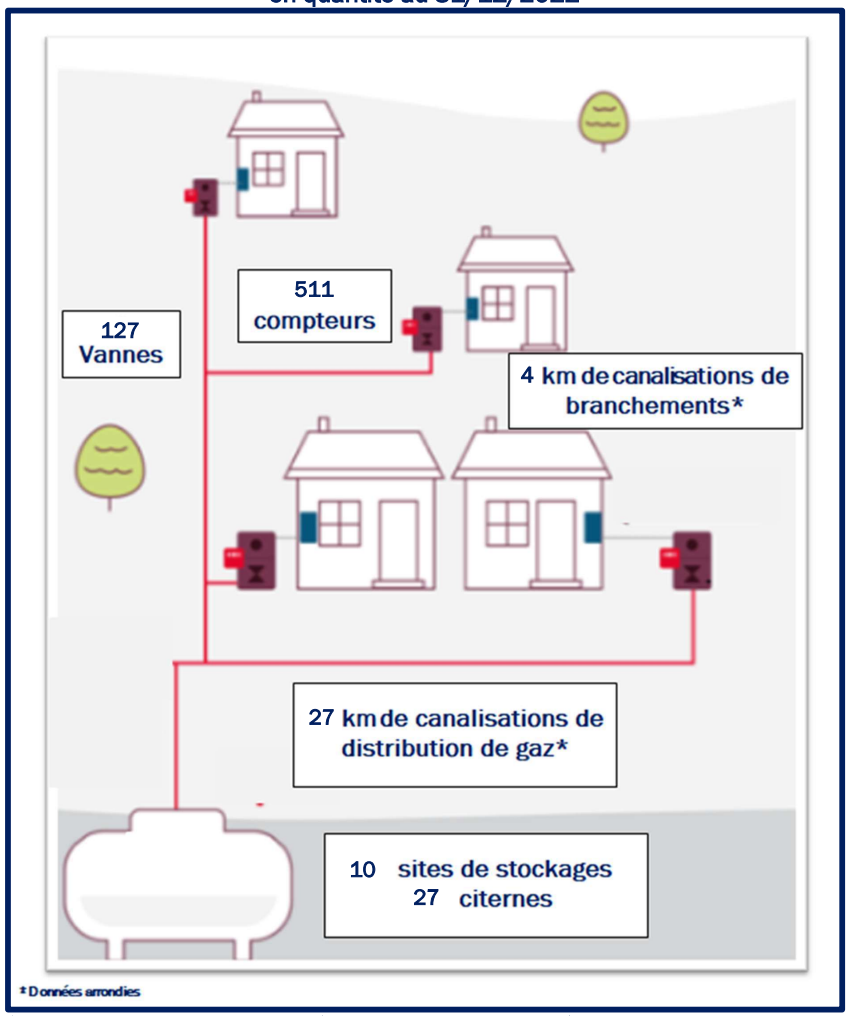
Les quantités aux inventaires comptables ne sont pas concordantes avec celles des inventaires techniques. Les données des inventaires comptables peuvent très difficilement être rapprochées de celles des inventaires techniques en raison, notamment, du fait que le concessionnaire :

- 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

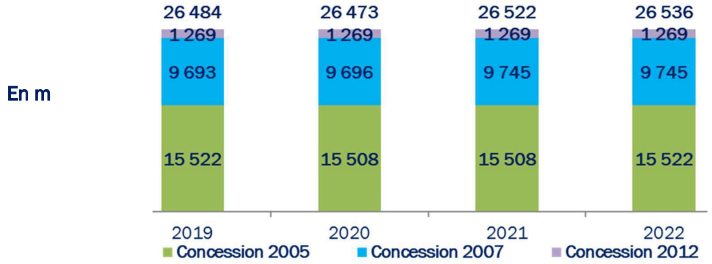


*Linéaire de canalisations de distribution 26,5 km, linéaire de canalisations de branchement 4,1 km soit un total de 30,6 km.

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 apparaitre des **développements importants dans les premières années suivant la signature des contrats** (en conséquence des travaux de 1er 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

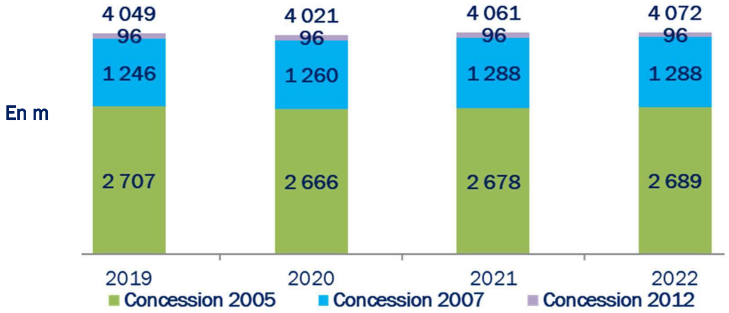
Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1 870	1 870	1 870	1 870
Anisy	2 653	2 625	2 625	2 625
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	3 429	3 437	3 437	3 451
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 075	2 082	2 082	2 082
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 559	1 559	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
Souleuvre-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
Souleuvre-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.

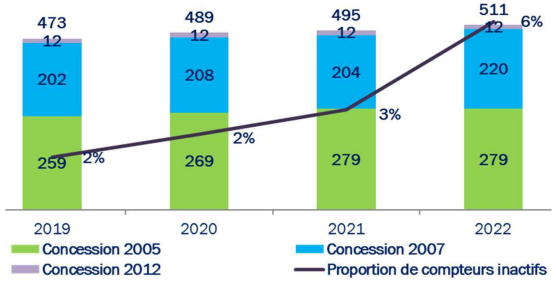
Six citernes de stockage sur sept (86 %) sont enterrées, soit 21 des 27 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les phénomènes 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 apparaitre 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'usager. **On dénombre 511 compteurs dont 279 (56 %) pour la Concession 2005, 220 (41 %) pour la Concession 2007 et 12 (2 %) pour la Concession 2012.**

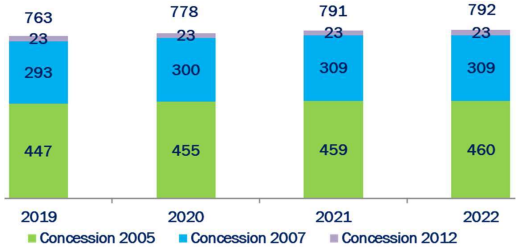
Un compteur devient inactif lorsqu'il n'y a pas de consommation dans l'année. **Le taux de compteurs inactifs est de 6 % pour l'ensemble des trois Concessions (31 compteurs en 2022)**, soit le double de celui observé en 2021. Le concessionnaire explique qu'il a enregistré 12 résiliations d'usagers sur 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 :

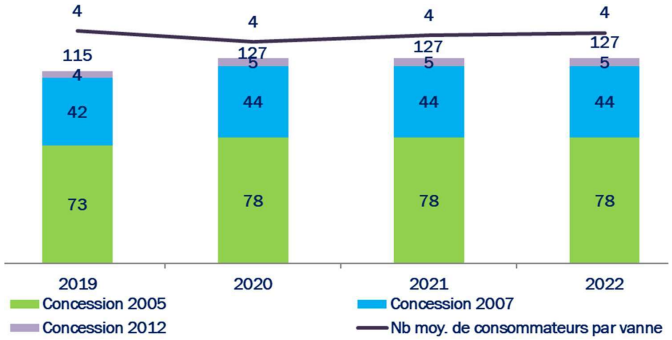


Le coffret de branchement est un équipement qui peut accueillir un ou plusieurs compteurs, les organes de coupures et le dispositif de détente ou de régulation (en fonction de la pression). Il est généralement situé en limite du domaine public. PRIMAGAZ précise que les trois Concessions totalisent **792 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'usagers 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'usagers 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 règlementation 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 1er janvier 2020, cette obligation a été étendue à **l'ensemble** des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE[10]. **Au 1er 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 règlementation. 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 1er janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1er 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 règlementaires** (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 règlementaires.
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).

[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.

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 règlementaires 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.**

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 apparait maitrisé.**

Un incident majeur a été constaté[11] 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 règlementaires applicables en la matière[12] 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 règlementation[13] impose une surveillance **a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux** (hors réseau créé dans l'année, points singuliers[14], 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 périodiques[15] 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 règlementation**, 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 spécifiques 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 maitrisé.
- 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 RÉCURRENTE :

- 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 :

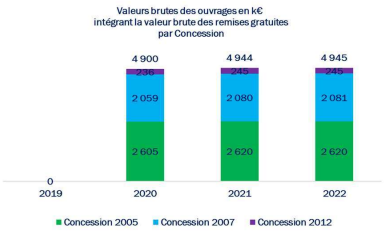
Données communiquées Concession 2005-2007	Oui Non	Données communiquées Concession 2012	Oui Non	Observations SDEC ENERGIE
Le montant des taxes professionnelles et foncières	Oui		Oui	Pas d'ouvrages assujettis au versement d'une taxe foncière
Les recettes d'énergie	Oui		Oui	
Les autres recettes	Oui		Oui	
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 1er établissement et renouvellement ainsi qu'une présentation de la méthode de calcul de la charge économique imputé au compte d'exploitation	Non	- Investissements de 1er établissement réalisés, - Pas d'investissement de 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 indirectes 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 %).

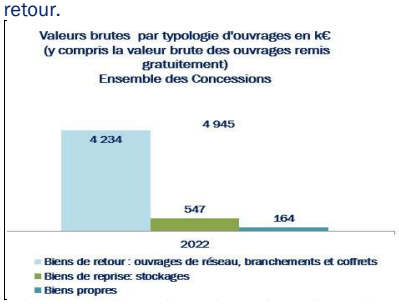


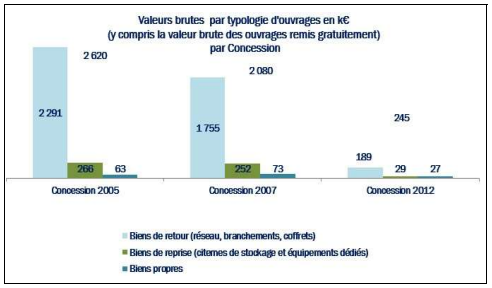
La valeur brute des ouvrages financés par des tiers s'élève à **242 k€**, dont 175 k€ pour la Concession 2005 et 67 k€ pour la Concession 2007. Le Concessionnaire n'enregistre aucune remise gratuite pour la Concession 2012.

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 = Prix d'achat HT — 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 bien 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.

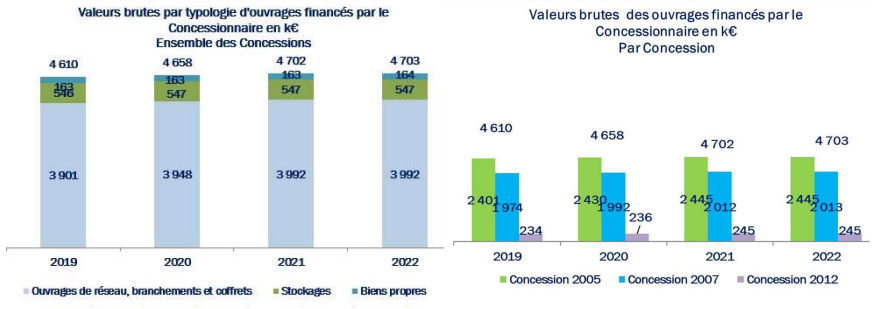
Le régime des biens en Concession

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.

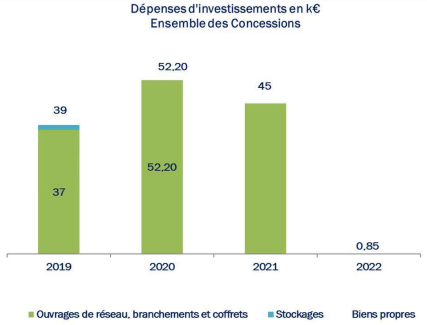
Par typologie d'ouvrages, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions se répartissent comme suit :

- 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€.

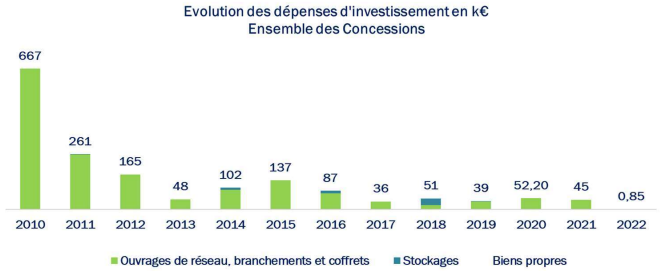
À la maille de chaque Concession, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire se répartissent comme suit :

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€.**

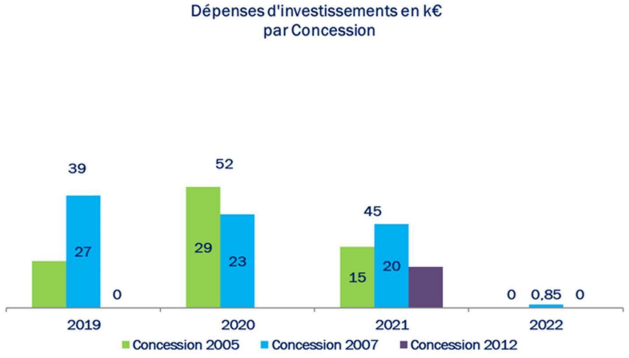


Ces dépenses d'investissement portent sur des biens propres au Concessionnaire sur le périmètre de la commune de Cheux (Concession 2007). Les ouvrages réalisés sont des travaux de clôture.

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 %**

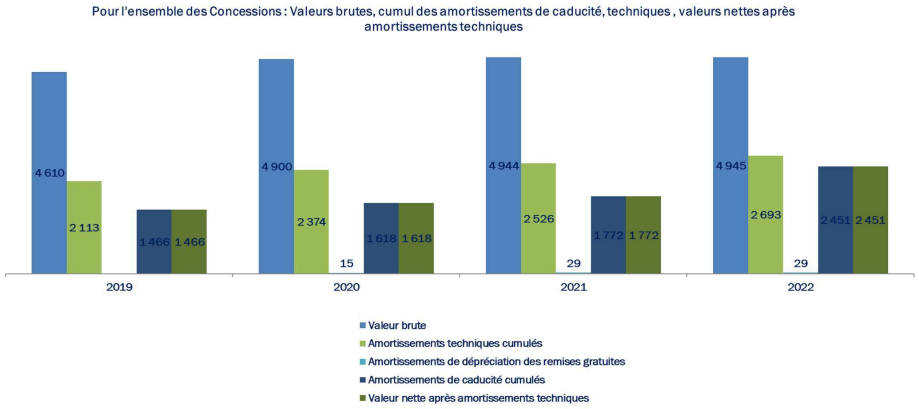
Concession 2012 en k€	2019	2020	2021	2022
Valeurs brutes	234	236	245	**245**
Amortissements techniques cumulés	79	86	96	**105**
Amortissements de dépréciation des remises gratuites				
Amortissements de caducité cumulés	38	44	50	**85**
Valeurs nettes	156	149	149	**139**
Taux d'amortissement	34 %	37 %	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**



Les techniques d'amortissement pratiquées par le concessionnaire	
Pour les biens de retour financés par PRIMAGAZ	**Que ces biens soient renouvelables ou pas avant le terme des Concessions, le Concessionnaire constitue deux amortissements** : 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.** 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.**
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 déduite**s 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 apparaitre **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 apparaitre 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 apparaitre 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	Évolution N/N-1-%	Évolution 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€				Évolution N/N-1-%	Évolution N/N-1-k€
Charges de l'exploitation	18	20	16	18	11%	2
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 maitrise 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€				Évolution N/N-1-%	Évolution N/N-1-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 retraite 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 apparait 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).

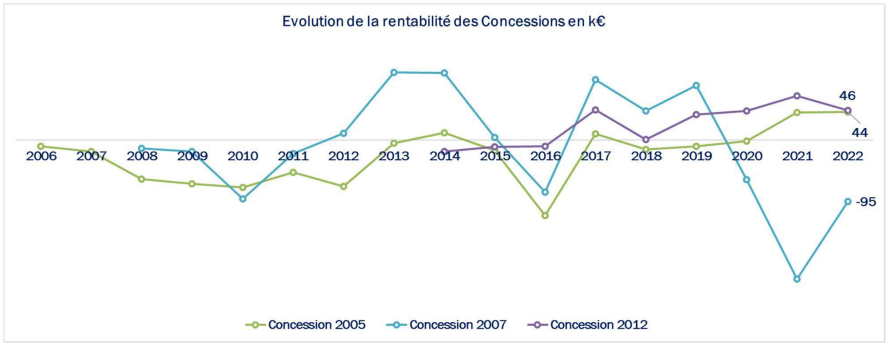
10. Les comptes d'exploitation — Concession 2012

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	-15%	-0,3
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 RÉCURRENTE :

- 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 m³ — 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 m³ — 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 m³ — kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
Saint Martin de Bienfaite la Cressonnière	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		Souleuvre-en-Bocage		
En k€	Anguerny	Anisy	Clinchamps sur Orne	Laize la Ville	Saint-Martin-des-Besaces	Trévières	Somme
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		
En k€	La Vespière	Orbec	Cheux	Basly	Somme
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
Souleuvre-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 (9ème), 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 accroitre 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 conséquent 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 conséquent 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.

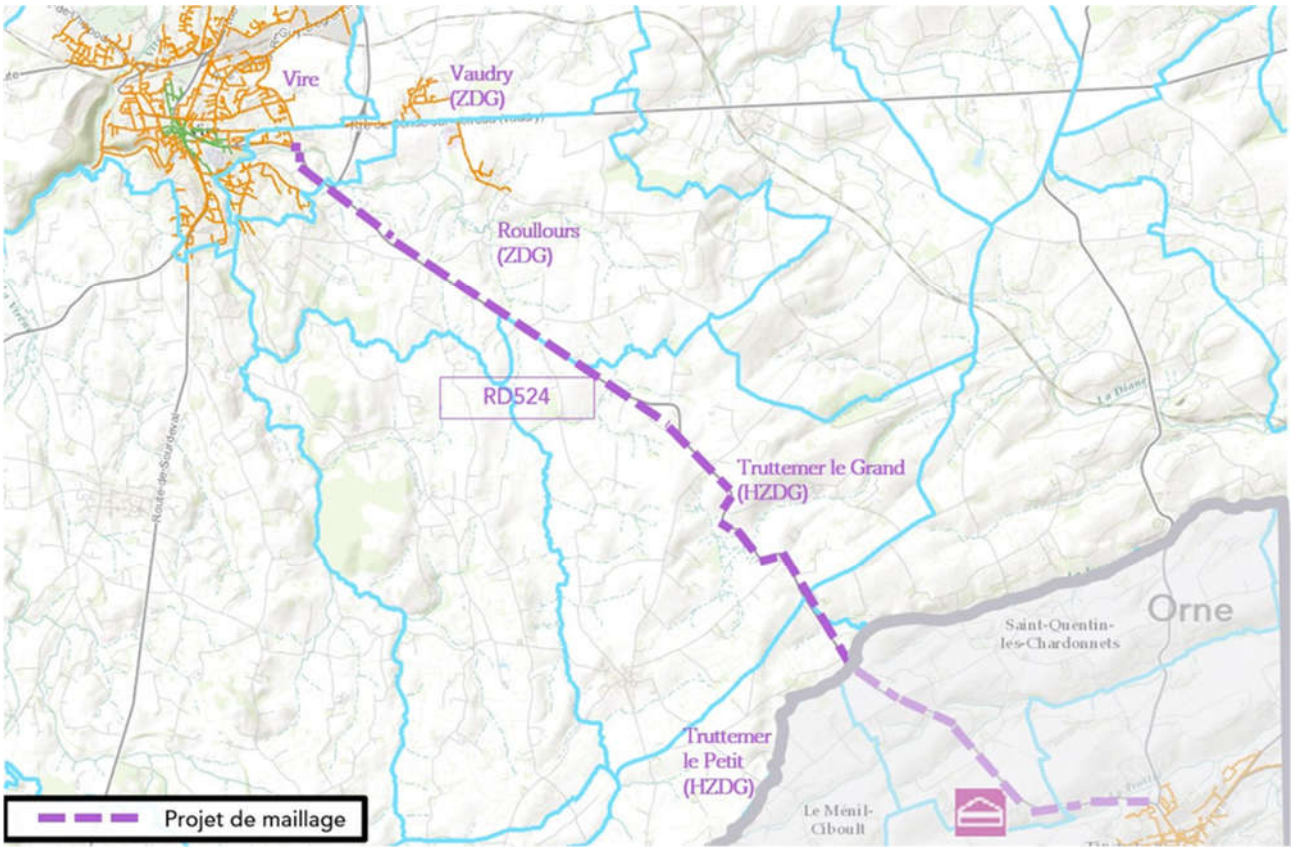
En quatre exemplaires originaux,

Pour le SDEC ENERGIE	**Pour GRDF**
La Présidente	**Le Délégué Concession Nord-Ouest**
Catherine GOURNEY-LECONTE	**Vincent CHEVALLIER**

Annexe

Tracé indicatif tel que visé à l'article 2 de la Convention :

Renforcement : RE2-2200153



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 tache 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'efficience 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 AUGE 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 3x70² +54,6² (longueur : 3 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble souterrain 3x95² +50² (longueur : 155,6 m) et 3x150² +70² (longueur : 563,5 m) ;
- La pose de 9 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4x35² (longueur : 305 m) ; en câble 2x35² (longueur : 164,5 m) et en câble cuivre 2x35² (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 3x95² +50² (longueur : 100,2 m), 3x150² +70² (longueur : 324,5 m) et 3x240² +95² (longueur : 130,3 m).
- La pose de 9 coffrets RMBT
- La pose des branchements en câble 4x35² (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 3x95² (longueur : 593,3 m)
- La pose du réseau BT souterrain en câble 3x240² + 115² (longueur : 577,1 m)
- La reprise des branchements en câble 4x35² (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 voierie)

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 AUGE– Création « PRCS 100 Kva Lieu Roquet » (contrainte de tension indiquée par ENEDIS

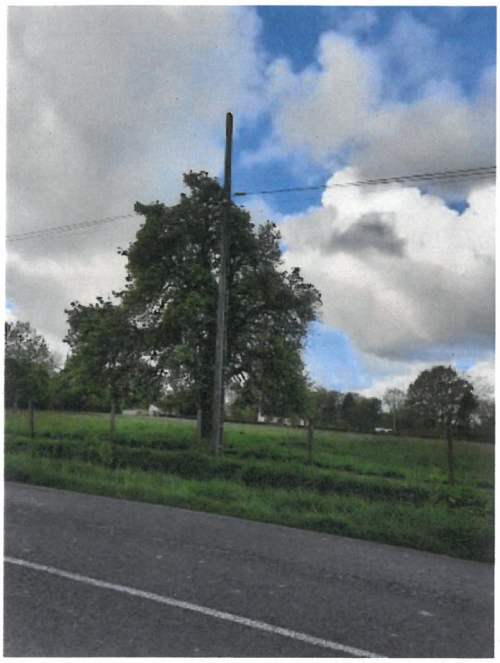
Montant de l'opération : 166 203,95 € HT, comprenant :

- 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 AUGE « 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 4x19²+7² (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 3x95² (longueur 373,4 m)
- La pose de 5 supports en béton armé ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble 3x95² + 50² (longueur : 87,4 m) 3x150² + 70² (longueur : 687,3 m) ;
- La pose de 9 coffrets RMBT ;
- La reprise des branchements en câble 4x25² (longueur : 51 m), 4x35² Al (longueur : 78,4 m), 4x35² 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 VILETTE – 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 3x150² + 70² (longueur : 672,9 m) et 3x95² + 50² (longueur : 60,8 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble 3x70² + 54² (longueur : 12 m) ;
- La pose de 6 coffrets RMBT ;
- La reprise des branchements en câble 2x25² (longueur : 28 m), 4x25² (longueur : 26 m), 2x35² Al (longueur : 29,7 m), 4x35² Al (longueur : 137,9 m), 2x35² 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 4x7² (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 3x70² + 54² (longueur : 12 m) ;
- La pose d'un réseau BT souterrain en câble 3x150² +70² (longueur : 390,2 m) ;
- La pose d'un support en béton armé ;
- La pose de 3 coffrets RMBT
- La reprise des branchements en câble 4x35² (longueur : 65,4 m), 2x35² (longueur 51,4 m) et 2x25² (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 3x95² (longueur : 145,5 m) ;

- La pose d'un réseau BT souterrain en câble 3x150² +70² (longueur : 475,1 m) et 3x240² +95² (longueur : 41,7 m) ;
- La pose d'un réseau BT aérien en câble 3x70² +54² (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.

