



**ORDRE DU JOUR  
ET  
NOTE DE SYNTHÈSE EXPLICATIVE**

Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 30 mars 2023 (*Annexe A p 17*)

<b>A – Rapport de la Présidente .....</b>	<b>p 2</b>
A-1. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical .....	p 2
A-2. Etat des adhésions et des transferts de compétences .....	p 2
A-3. Validation du Schéma Directeur des IRVE par la Préfecture.....	p 3
A-4. Agenda.....	p 4
A-5. Rapport d'observations définitives de la Chambre régionale des comptes .....	p 5
<b>B – Instances / Gouvernance .....</b>	<b>p 7</b>
B-1. Mise à jour de la composition de la Commission Consultative des Services Publics Locaux.....	p 7
<b>C – Concessions Gaz .....</b>	<b>p 8</b>
C-1. Rapports de contrôle 2022 (données 2021) ANTARGAZ ENERGIES et-PRIMAGAZ .....	p 8
C-2. Accord de méthode relatif aux discussions à engager en vue du renouvellement du traité de concession pour le service public de la distribution publique de gaz naturel .....	p 8
C-3. Avenants aux DSP 2007 et 2008 ANTARGAZ ENERGIES relatifs à l'utilisation du réseau pour raccorder des installations de biométhane, la construction et le financement .....	p 9
C-4. Conventions de rattachement d'ouvrage (raccordement installations d'injection de biométhane) ..	p 10
<b>D – Finances .....</b>	<b>p 11</b>
D-1. Durée d'amortissement de biens .....	p 11
D-2. Programmation Pluriannuelle d'Investissement – AP/CP.....	p 13
D-3. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours .....	p 15
<b>E – Plan Stratégique 2021-2026 – Bilan à mi-mandat .....</b>	<b>p 16</b>

**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.

\* \* \*

<i>Annexe A :</i>	<i>Procès-Verbal du Comité Syndical du 30 mars 2023</i>	<i>p 17</i>
<i>Annexe B :</i>	<i>Rapport d'observations définitives de la Chambre régionale des comptes et réponses du syndicat</i>	<i>p 42</i>
<i>Annexe C :</i>	<i>Rapports de contrôle 2022 (données 2021) ANTARGAZ ENERGIES</i>	<i>p 82</i>
<i>Annexe D :</i>	<i>Rapports de contrôle 2022 (données 2021) PRIMAGAZ</i>	<i>p 148</i>
<i>Annexe E :</i>	<i>Accord de méthode - renouvellement du traité de concession</i>	<i>p 230</i>
<i>Annexe F :</i>	<i>Avenant n °6 à la DSP 2007 ANTARGAZ ENERGIES</i>	<i>p 240</i>
<i>Annexe G :</i>	<i>Avenant n °7 à la DSP 2008 ANTARGAZ ENERGIES</i>	<i>p 247</i>
<i>Annexe H :</i>	<i>Convention de rattachement d'une installation d'injection - Landes sur Ajon</i>	<i>p 259</i>
<i>Annexe I :</i>	<i>Conventions de rattachement d'une installation d'injection – Etreham</i>	<i>p 265</i>
<i>Annexe J :</i>	<i>Liste des demandes de financement par fonds de concours</i>	<i>p 271</i>
<i>Annexe K :</i>	<i>Synthèse du bilan à mi-mandat du projet stratégique 2021-2026</i>	<i>p 272</i>

## 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 30 mars 2023, dans le cadre de ses délégations, à savoir :

Objet			
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Bavent et Fontenay-le-Marmion.
		Niveau 2	Adhésion des communes des Monts d'Aunay et de Bénerville-sur-Mer
	Compétence Contribution à la Transition Energétique		Validation du financement des plans d'actions 2023 de Valdallière et de Trévières
	Audit énergétique (dans le cadre d'un CEP niveau 2) - Aides financières – Trévières et Cléville		
Finances	Virements de crédits n° 1-2023 et n° 2-2023 – Budget principal		
Mobilité bas carbone	Acquisition de véhicules électriques - Aides financières - Commune de Mézidon Vallée d'Auge		

### A-2. Etat des adhésions et des transferts de compétences

Depuis le Comité Syndical du 30 mars 2023, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 5 mai et 9 juin 2023 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Mme Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques que pour tous les contrats qui y sont attachés. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	LANDES-SUR-AJON
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	SULLY
	ABLON
	AMFREVILLE
	AURSEULLES
	ESQUAY-SUR-SEULLES
	GRAYE-SUR-MER
	GUERON
	LA BAZOQUE
	NONANT
	SAINT-MARCOUF
	SALLEN
	TRUNGY
VAL DE DRÔME	

Au vu de l'ensemble de ces décisions et de l'adhésion de la commune de Mondeville au 1<sup>er</sup> avril 2023 dans le cadre du transfert de sa compétence « Eclairage Public », 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 9 intercommunalités	48 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
120 communes 1 intercommunalité	200 communes 1 intercommunalité	25 communes 3 intercommunalités

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

### A-3. Validation du Schéma Directeur des IRVE par la Préfecture

Pour rappel, après plus de 10 mois de concertation, le schéma directeur pour le déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques (SD IRVE) a été adopté par le Comité Syndical du 30 mars dernier.

Ce document est une stratégie de déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques pour les communes du Calvados à horizon 2027. Il a été élaboré en concertation avec les différents acteurs de la mobilité du territoire, interrogés pour évaluer les enjeux et besoins futurs.

Il a été transmis le 12 avril 2023 au préfet du Calvados pour validation.

Par courrier en date du 9 juin, le syndicat a reçu des services de la Préfecture du Calvados un avis favorable sur le dossier, le Préfet se félicitant « de l'implication du syndicat dans le déploiement de ce schéma indispensable au développement du véhicule électrique »

Pour rappel, ce schéma directeur prévoit, à l'initiative des collectivités et du SDEC ÉNERGIE, l'implantation de 1 000 points de charges publics supplémentaires. Ce projet de déploiement repose sur un double principe, celui de renforcer notablement le maillage actuellement en service pour répondre au développement de ce mode de déplacement mais aussi de tenir compte des initiatives privées qui se renforcent et qui vont notablement compléter le dispositif.

Pour les communes ayant transféré la compétence, l'installation des bornes est entièrement prise en charge par le SDEC ÉNERGIE pour 2023 et représente un montant total d'investissement d'environ 1 million d'euros la première année.

Le détail, par commune du SD IRVE est disponible sur le site du SDEC ÉNERGIE : <https://www.sdec-energie.fr/schema-directeur-pour-les-infrastructures-de-recharge-pour-vehicules-electriques-sdirve>

## A-4. Agenda

### ➤ 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, la date des prochains Comités Syndicaux pour 2023 sera rappelée en séance :

- **▲ Jeudi 12 octobre 2023 - 9h30 à 11h dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne (Saint-Germain-la-Blanche-Herbe)**, avant de débiter une journée autour de la présentation du bilan à mi-mandat du plan stratégique et de tables rondes, avec cocktail déjeunatoire,
- **Jeudi 14 décembre 2023 - 14h00** – CCI Caen Normandie - St Contest.

### ➤ Normandie Energies Tour - NET

Pour rappel, la 7<sup>ème</sup> édition du Normandie Energies Tour aura lieu le samedi 16 septembre 2023.

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 et le Rallye des Bocains l'an dernier, cette nouvelle édition conduira les équipages sur les routes du Bessin et du Cotentin.

Rendez-vous incontournable des adeptes de la voiture électrique, GNV et hydrogène, ce rallye permet de mettre en valeur notre département, de le (re) découvrir au travers de petites routes insolites, au rythme de quizz et de challenges permettant aux participants de passer de bons moments de convivialité.

En s'inscrivant sur le site internet du syndicat, c'est un moyen pour les communes de rappeler tout l'intérêt qu'elles portent à ce mode de transport bas carbone.

### ➤ Commissions Locales d'Energie - CLE

Les prochaines Commissions Locales d'Energie se réuniront, cette année, entre le 6 et le 15 novembre.

Suite au bilan positif dressé au Bureau Syndical du 4 novembre 2022 sur le nouveau format des CLE expérimenté en octobre 2022, ces prochaines assemblées locales s'organiseront dans les mêmes conditions, à savoir :

- 6 à 7 réunions réunissant chacune une ou plusieurs CLE, qui se tiendront en matinée.
- Quelles que soient les CLE, une thématique générale sera dupliquée localement, sous forme de visites sur sites, permettant des partages d'expérience diverses et variées et de susciter l'envie de monter de nouveaux projets ; cette année, la thématique fédératrice sera : **la production photovoltaïque** ;
- Chaque visite sera prolongée d'une réunion de courte durée en salle ;
- En marge des visites et du moment de convivialité du midi, des temps d'échanges personnalisés avec les équipes du syndicat seront organisés sur des thématiques d'actualité : travaux, achats d'énergie, mobilité, efficacité énergétique, production d'énergie renouvelable ...

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

Est concerné, à ce jour, le secteur de Cœur Côte Fleurie, pour le remplacement de :

- Jean-Claude GAUDE de Touques,
- Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois.

## A-5. Rapport d'observations définitives de la Chambre régionale des comptes

Pour rappel, par courrier en date du 28 avril 2022, la Chambre Régionale des Comptes Normandie a informé le SDEC ÉNERGIE de l'ouverture d'une procédure de contrôle des comptes et de la gestion du syndicat pour les exercices 2017 à 2021.

Le contrôle ne se limitait pas au seul domaine financier et comptable. Cet examen portait sur la régularité mais également sur la qualité de la gestion du syndicat.

Les 250 questions posées ont nécessité la production de plusieurs milliers de fichiers et de renseigner de très nombreux tableaux Excel ; tout cela ayant été fait en mai et juin 2022.

Une ordonnance de décharge des deux trésoreries concernées sur la période a été produite par les deux magistrats en charge du contrôle.

Par ailleurs, un contrôle sur place et sur pièces a été organisé toute la journée du 21 septembre 2022.

M. Jacques LELANDAIS, Président du syndicat sur une des périodes du contrôle, et Mme Catherine GOURNEY-LECONTE, actuelle Présidente, ont bénéficié d'un premier retour oral, respectivement les 18 et 27 octobre 2022.

La Chambre Régionale des Comptes a adressé au SDEC ÉNERGIE un rapport d'observations provisoires le 10 janvier 2023, auquel le syndicat a été invité à répondre dans un délai d'un mois.

La réponse à ce rapport provisoire a ainsi été produite le 10 février 2023.

Le 16 mai 2023, la Chambre Régionale des Comptes a communiqué au SDEC ÉNERGIE son rapport d'observations définitives, auquel le syndicat a apporté une réponse le 13 juin 2023.

Conformément à l'article L. 243-5 du Code des juridictions financières, le syndicat a l'obligation de communiquer ce rapport intégrant ses réponses écrites, à l'assemblée délibérante, dès sa plus proche séance.

A noter qu'à l'issue de ce contrôle, la Chambre régionale des comptes a émis les recommandations suivantes :

1. Assortir le plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés ;
2. Obtenir de Primagaz qu'il complète ses comptes rendus annuels d'activité, conformément au cahier des charges de sa concession de gaz ;
3. Etablir sous trois ans un bilan économique et financier de l'efficacité des dispositifs de déploiement des bornes de recharge et d'installation des centrales de production d'énergie solaire avant d'envisager leur éventuelle extension ;
4. Compléter les réflexions sur d'éventuelles implications dans une structure de partenariat public-privé, par une analyse comparative des dispositifs existants dans d'autres régions.

A ces recommandations, s'ajoutent quelques obligations de faire auxquelles le syndicat a apporté les réponses suivantes :

1. Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables.  
→ Le SDEC ÉNERGIE a adopté par anticipation la nomenclature M57 au 1<sup>er</sup> janvier 2022 et la mise en œuvre du Compte Financier Unique (CFU).

Le syndicat est en mesure de produire des CFU complets à compter de l'exercice 2023.

2. Etablir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations.  
→ Le SDEC ÉNERGIE saisit l'enjeu de la gestion patrimoniale et déploie les moyens nécessaires pour y parvenir :

- Acquisition et mise en service, en 2021, d'un logiciel de gestion financière performant pour l'intégration et le suivi des immobilisations ;
  - Recrutement d'un agent, en octobre 2022 ;
  - Mise à jour de l'inventaire physique (bâtiment administratif, mobiliers, véhicules) en septembre 2023 : sortie de biens, intégration de nouveaux biens ;
  - Mise à jour de l'inventaire rattaché à l'exercice des compétences (réseaux électricité, éclairage public, signalisation lumineuse, mobilité durable, énergies renouvelables ...) à partir de 2024 : sortie de biens, intégration de biens, suivi des transferts de compétences et des états contradictoires issus des communes ;
  - Intégration des inventaires des concessions dans le patrimoine du syndicat : nous souhaitons attirer votre attention sur les difficultés de concordance avec les différents concessionnaires gaz et électricité des inventaires patrimoniaux et comptables.
3. Acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne.
- Le SDEC ÉNERGIE applique depuis de très nombreuses années, pour l'ensemble des agents, la durée annuelle réglementaire du temps de travail.
- Sa mise en œuvre est précisée dans le guide de fonctionnement interne. Des ajustements nécessaires ont été formalisés au travers de notes internes sans être retranscrits dans ce guide.
- L'ensemble du guide de fonctionnement étant en cours de révision, sa future version intègrera ces ajustements dans le document final ; celui-ci fera l'objet d'un avis du Comité social territorial avant d'être soumis à délibération du Bureau Syndical en 2024.
4. Appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.
- Le SDEC ÉNERGIE met en œuvre une politique d'achat qui s'inscrit complètement dans le cadre de la commande publique et dont l'une des finalités est l'utilisation optimum des deniers publics.
- La maîtrise du coût des travaux ou d'achat des fournitures est une préoccupation majeure du syndicat, dans le contexte inflationniste actuel ; la part à charge pour les communes membres s'en trouve ainsi moins affectée. Malgré tout, nous prenons bonne note quant à l'application stricte des informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, des textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.
5. Soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz.
- Les services du SDEC ÉNERGIE présentent chaque année en commission interne « Concessions Electricité et Gaz » les rapports annuels d'activité de toutes les concessions d'électricité et de gaz ; il s'agit d'une analyse détaillée et exhaustive sur chacune des thématiques de ces contrats (patrimonial, investissements, usagers, comptables et financiers). La crise sanitaire ayant largement perturbé le fonctionnement de l'organe délibérant du syndicat, sa saisine pour la présentation des rapports de contrôle n'a pas été faite.
- Les rapports des contrôles ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, réalisés en 2022, portant sur les données 2021 des contrats de concession, sont d'ores et déjà inscrits à l'ordre du jour du Comité Syndical du 29 juin 2023.
- Il en sera de même pour les autres concessionnaires dont les rapports seront à l'avenir systématiquement présentés au Comité Syndical.

Le rapport complet et les réponses du SDEC ÉNERGIE sont joints en **annexe B p 42**.

**→ Il appartiendra au Comité Syndical de prendre acte de la présentation et de la tenue du débat sur le rapport d'observations définitives ainsi que des réponses apportées par le syndicat.**

## B – INSTANCES / GOUVERNANCE

### B-1. Mise à jour de la composition de la Commission Consultative des Services Publics Locaux

Pour rappel, la CCSPL (Commission Consultative des Services Publics Locaux) est une instance destinée à favoriser l'information et l'expression des citoyens sur la gestion des services publics locaux.

Elle est réglementairement constituée et consultée pour émettre un avis sur le principe de délégation de service public et pour examiner tous les ans les bilans d'activité des délégataires (art. L.1413-1 du CGCT).

Outre la Présidente du SDEC ÉNERGIE, sa Présidente, la commission comprend des membres de l'assemblée délibérante et des représentants d'associations locales, nommés par l'assemblée délibérante.

A l'issue du renouvellement général des mandats de 2020, le Comité Syndical du 13 octobre 2020 a ainsi nommé ses représentants à la CCSPL et installé les représentants proposés par les associations locales.

Suite à plusieurs démissions, la composition de cette commission a été revue lors des Comités Syndicaux des 3 février et 15 décembre 2022.

Considérant la démission de Madame Nadine LAMBINET-PELLE du Conseil Municipal de Saint-Gatien-des-Bois le 1<sup>er</sup> février dernier, et par conséquent de ses mandats au sein du SDEC ÉNERGIE et notamment de son mandat de représentante suppléante du SDEC ÉNERGIE et de Monsieur Jean DUMORTIER, représentant titulaire de l'Union Fédérale des Consommateurs (UFC) Que Choisir de Caen, il sera proposé d'acter le remplacement de ce dernier par Monsieur Guy BERNAGOU, et de valider ainsi la composition de la CCSPL comme suit :

Représentants titulaires du SDEC ÉNERGIE	Représentants suppléants du SDEC ÉNERGIE*
M. Philippe LAGALLE	M. Patrice GERMAIN
M. Cédric POISSON	Mme Catherine FLEURY
M. Jean-Luc GUILLOUARD	M. Denis CHÉRON
Mme Anne-Marie BAREAU	
M. Rémi BOUGAULT	

*\* Une fois les résultats de l'élection proclamés, il n'est pas nécessaire de procéder à des élections partielles tant qu'il reste des membres suppléants pour remplacer un titulaire.*

Associations locales	Membres Titulaires	Membres Suppléants
Union départementale de la CLCV du Calvados	M. Pierre VILAIN	M. Moïse RENIER
Fédération départementale Familles Rurales du Calvados	M. Jean-Louis LHOTELLIER	M. Benoit PÉPIN
Union Fédérale des consommateurs « Que Choisir »	<b>M. Guy BERNAGOU</b>	
Groupement Régional des Associations de protection de l'Environnement	M. Michel HORN	M. Brahim BOUFROU
Chambre d'Agriculture du Calvados	M. Xavier HAY	
Chambre de Métiers et de l'Artisanat Interdépartementale Calvados - Orne	M. Bruno CHOIX	M. Laurent CHERON
CCI Caen Normandie	Mme Frédérique BLONDEL	

**➔ Il appartiendra au Comité Syndical de valider la mise à jour de la composition de la CCSPL.**

**C – CONCESSIONS GAZ****C-1. Rapports de contrôle 2022 (données 2021) ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ**

Comme chaque année, les services du SDEC ÉNERGIE procèdent aux missions de contrôle auprès des différents concessionnaires.

Concernant les concessionnaires ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, ces contrôles réalisés en 2022 portaient sur les données 2021 des contrats de concession suivants :

<b>ANTARGAZ ENERGIES</b> <i>(Annexe C p 82)</i>	
<b>2005</b>	Dozulé, Le Molay-Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever-Calvados), Saint-Sylvain et Ver-sur-Mer
<b>2007</b>	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)
<b>2008</b>	Cricqueboeuf, Grainville-sur-Odon et Mondrainville

<b>PRIMAGAZ</b> <i>(Annexe D p 148)</i>	
<b>2005</b>	Colomby-Anguery (Anguery), Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne et Laize-la Ville), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Trévières
<b>2007</b>	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel (La Vespière)
<b>2012</b>	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

Les contrôles concernaient 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 et D, respectivement pages 82 et 148.

Une synthèse de ces bilans sera proposée en séance.

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

**C-2. Accord de méthode relatif aux discussions à engager en vue du renouvellement du traité de concession pour le service public de la distribution publique de gaz naturel**

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

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

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

L'accord de méthode proposé (joint en **annexe E p 230**) a pour objet d'encadrer les discussions entre les parties en vue :

- d'une part, de préparer le bilan commun des Traités de concession en vigueur ;
- et d'autre part,
  - o soit, de préparer les termes d'un nouveau Traité de concession,
  - o soit, d'adapter les termes du Traité de concession syndical et des Traités de concession communaux en vigueur, sans en modifier la durée.

Le projet d'accord de méthode a été communiqué aux représentants du Comité Syndical dès le 13 juin 2023.

**→ Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cet accord de méthode.**

### **C-3. Avenants aux DSP 2007 et 2008 ANTARGAZ ENERGIES relatifs à l'utilisation du réseau pour raccorder des installations de biométhane, la construction et le financement**

Au cours de l'année 2021, un projet de création d'une installation de production de biométhane a été porté à la connaissance du SDEC ÉNERGIE sur la commune nouvelle de Seulline (*Coulvain, Saint-Georges-d'Aunay et La Bigne*), située au sud-ouest de Villers Bocage.

Pour rappel, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de procéder aux travaux de renforcement nécessaires pour assurer le raccordement de cette unité.

L'installation de production sera raccordée au réseau gaz situé sur la commune de Villers Bocage (convention historique avec GRDF) mais ce réseau doit être maillé à l'exutoire de Caen afin d'absorber la totalité de la production de biogaz.

Ce maillage nécessite :

- La construction à sa charge d'un réseau gaz par GRDF sur la commune de Noyers-Bocage (commune nouvelle de Val d'Arry) dont le concessionnaire est ANTARGAZ ENERGIES ;
- La réalisation d'une extension, afin de lier les exutoires de Villers Bocage et de Caen, du réseau gaz sur Grainville sur Odon, desservie en gaz par le concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES. Le 11 janvier 2022, les membres de la commission « concessions » du SDEC ÉNERGIE ont émis un avis favorable à :
  - ✓ La réalisation de cette extension sous la maîtrise d'ouvrage d'ANTARGAZ ENERGIES,
  - ✓ Le versement d'une participation financière par le Syndicat à hauteur du coût des travaux, aucune recette commerciale n'étant prévue par le Concessionnaire, le coût des travaux est évalué à 150 k€ TTC.

En novembre 2022, la CRE – Commission de Régularisation de l’Energie - a validé la réalisation des investissements projetés par les deux gestionnaires de réseaux de distribution, ANTARGAZ ENERGIES et GRDF.

Ce projet de raccordement nécessite la passation de deux avenants aux conventions de délégations de services publics ainsi rédigés :

**Le premier**, joint en **annexe F p 240**, vise à modifier les dispositions de la concession 2007 liant le SDEC ÉNERGIE et ANTARGAZ ENERGIES (avenant n° 6). Il a pour objet :

- de décrire les ouvrages de maillage qui seront établis et exploités par la société GRDF sur le territoire de la commune déléguée de Noyers-Bocage (commune nouvelle de Val d’Arry) dont le concessionnaire est Antargaz Energies ainsi que leur tracé,
- d’autoriser et organiser le passage des dites canalisations,
- d’apporter les modifications nécessaires aux dispositions de la convention.

**Le second**, joint en **annexe G p 247**, vise à modifier les dispositions de la concession 2008 liant les mêmes parties (avenant n° 7). Il a pour objet :

- de décrire les ouvrages d’extension devant être réalisés par le Concessionnaire ainsi que leur tracé sur la commune de Grainville sur Odon,
- de définir les conditions dans lesquelles l’autorité concédante contribue au financement desdits ouvrages. L’estimation du montant de la participation financière à verser par le Syndicat s’élève à 150 k€ TTC,
- de préciser le régime juridique applicable aux ouvrages à réaliser.

Les projets d’avenants ont été communiqués aux représentants du Comité Syndical dès le 13 juin 2023.

**→ Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ces projets d’avenants.**

#### **C-4. Conventions de rattachement d’ouvrage (raccordement installations d’injection de biométhane)**

Les conventions de rattachement ont pour objet de rattacher à la convention de distribution de gaz naturel en date du 15 décembre 1997, les ouvrages nécessaires au raccordement des installations d’injection, situées à l’extérieur du périmètre de ladite convention.

Les deux conventions qui seront soumises au prochain Comité Syndical ont pour objet d’acter de ce rattachement suite à la création de trois installations d’injection de biogaz situées sur les communes de Landes sur Ajon et d’Etréham et de Val d’Arry (**annexes H et I p 259 et 265**).

Ces conventions déterminent les conditions dans lesquelles les ouvrages de raccordement et de renforcement de ces installations d’injection seront réalisés et exploités sur le territoire des communes d’Etréham, Sully, Maisons, Val d’Arry et Landes sur Ajon.

La conclusion de ces conventions, conclues pour la durée de l’exploitation des ouvrages, éventuellement renouvelés, participe à l’atteinte de cet objectif.

Les projets de convention ont été communiqués aux représentants du Comité Syndical dès le 13 juin 2023.

**→ Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ces projets de conventions de rattachement.**

## D - FINANCES

### D-1. Durée d'amortissement de biens

#### Durée d'amortissement

Pour mémoire, le Comité Syndical avait délibéré pour fixer les durées d'amortissement des biens en propriété du syndicat rattachés au budget principal et aux deux budgets annexes « Energies renouvelables » et « Mobilité durable ».

Il s'agit 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 ...

Afin de renforcer la cohérence des durées d'amortissement entre les budgets et de mettre à jour la liste des biens à amortir, il sera proposé de réunir en une seule délibération l'ensemble des durées d'amortissement des biens du syndicat et d'abroger les délibérations du Comité Syndical en vigueur ci-après :

- Délibération du 30 septembre 2021 pour le budget principal ;
- Délibérations des 12 décembre 2016 et 13 décembre 2018 pour le budget annexe « Energies renouvelables » ;
- Délibérations des 17 décembre 2015 et 13 décembre 2018 pour le budget annexe « Mobilité durable ».

#### ➤ Budget principal - Instruction budgétaire et comptable M57 :

En bleu, l'immobilisation supplémentaire générant une durée d'amortissement de 2 ans :

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
<b>20 - IMMOBILISATIONS INCORPORELLES</b>			
2031	28031	Frais d'études - non suivi de travaux	1
20411x	280411x	Subventions d'équipement versées - Etat	1
20414x	280414x	Subventions d'équipement versées - Communes	1
20415x	280415x	Subventions d'équipement versées - Groupements de collectivités	1
2042x	28042x	Subventions d'équipement versées - Personne de droit privée	1
2051	28051	Concessions et droits similaires - brevets, licences, logiciels	5
<b>21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>			
21318	281318	Construction des autres bâtiments publics - réseau technique de chaleur	30
21351	281351	Installations générales, agencements, aménagements des constructions des bâtiments publics	10
2152	28152	Installations de voirie - stations de recharge d'hydrogène	10
21534	281534	Réseaux d'électrification - sécurisation, raccordement, extension, effacement hors éclairage et hors génie civil	40
21538	281538	Autres réseaux - génie civil	20
217534	2817534	Réseaux d'électrification mis à disposition - réseau d'Eclairage Public	30
217534	2817534	Réseaux d'électrification mis à disposition - réseau de Signalisation Lumineuse	30
21568	281568	Autres matériels et outillages d'incendie et défense civile	1
21828	281828	Autres matériels de transport	5
21838	281838	Autres matériels informatiques	3
21848	281848	Autres matériels de bureau et mobiliers	10
2185	28185	Matériel de téléphonie	2
2188	28188	Autres matériels	5

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

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
<b>21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>			
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
<b>21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>			
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	10
2153	28153	Installations à caractère spécifique - stations de recharge d'hydrogène	10
21753	281753	Installations à caractère spécifique mis à disposition	10
2188	28188	Autres immobilisations corporelles	5

### Calcul de l'amortissement

Le calcul de l'amortissement est déterminé selon deux principes :

- a) Le principe de l'amortissement d'immobilisation au prorata temporis pour les immobilisations imputées au budget principal régi par l'instruction budgétaire et comptable M57.

Cette disposition nécessite un changement de méthode comptable qui s'applique de manière progressive et ne concerne que les nouveaux flux à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, sans retraitement des exercices clôturés :

- Jusqu'au 31 décembre 2021, le SDEC ÉNERGIE calcule selon la norme comptable M14 les dotations aux amortissements en année pleine, avec un début d'amortissement au 1<sup>er</sup> janvier N+1 suivant la mise en service du bien. Les plans d'amortissements commencés sous la norme M14 se poursuivront jusqu'à l'amortissement complet des biens.
- A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, le SDEC ÉNERGIE utilise l'amortissement au prorata temporis pour les immobilisations.

A titre dérogatoire au principe d'amortissement au prorata temporis, il peut être appliqué l'amortissement en année pleine pour des cas particuliers d'immobilisations.

- b) Le principe de l'amortissement en année pleine, avec un début d'amortissement au 1<sup>er</sup> janvier N+1 suivant la mise en service du bien, pour les immobilisations imputées aux budgets annexes régies par l'instruction budgétaire et comptable M4.

### Plan d'amortissement

Tout plan d'amortissement commencé doit être poursuivi jusqu'à son terme en maintenant les principes et les modalités d'amortissement, sauf en cas de fin d'utilisation du bien (cession, réforme, affectation ...). Le plan d'amortissement ne peut être modifié qu'en cas de changement significatif des conditions d'utilisation du bien et par décision du Comité Syndical.

### Seuil d'amortissement de faible valeur

Par délibération du Comité Syndical du 18 décembre 2014, le SDEC ÉNERGIE décide d'appliquer un seuil en deçà duquel les immobilisations sont amorties sur un an au taux de 100 %. Ce seuil d'amortissement de faible valeur est fixé à 1 500 €.

### Prise en compte des immobilisations par composant

Les nomenclatures budgétaires et comptables posent le principe de la comptabilisation des immobilisations par composant lorsque les enjeux le justifient. Quand les éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, un plan d'amortissement unique est retenu pour l'ensemble de ces éléments.

La méthode de comptabilisation par composant est appréciée, au cas par cas, par le SDEC ÉNERGIE et elle ne s'impose que lorsqu'un composant représente une forte valeur unitaire, une part significative de l'actif considéré et si sa durée d'amortissement est significativement différente du composant principal de l'immobilisation. Dans le cas contraire, l'immobilisation reste un bien non décomposable.

**➔ Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur la gestion des amortissements des immobilisations au Comité Syndical du 29 juin 2023 en :**

- **Abrogeant la délibération n°2021-04-CS-DB-03 du 30 septembre 2021 portant sur les durées d'amortissements dans le cadre des opérations relevant du budget principal régi en M57 et en la remplaçant par une nouvelle délibération,**
- **Intégrant dans cette même nouvelle délibération, celles prises par le Comité Syndical des 17 décembre 2015, 12 décembre 2016, du 13 décembre 2018 portant sur les durées d'amortissements dans le cadre des opérations relevant des budgets annexes régis en M4**

## **D-2. Programmation Pluriannuelle d'Investissement – AP/CP**

Pour rappel, l'adoption de l'instruction budgétaire et comptable « M57 » par délibération du Comité Syndical du 30 septembre 2021 encourage la gestion pluriannuelle des investissements et c'est dans ce contexte que le Comité Syndical du 9 février 2023 a décidé, dans le cadre du Débat d'Orientations Budgétaires, d'engager des programmes pluriannuels d'investissement.

Il s'agit, par ailleurs, d'une préconisation de la Chambre régionale des comptes dans le cadre de sa mission de contrôle des éléments budgétaires et financiers du syndicat 2023.

Les autorisations de programme (AP) constituent la limite supérieure des dépenses qui peuvent être engagées pour le financement des investissements.

Elles demeurent valables sans limitation de durée jusqu'à ce qu'il soit procédé à leur annulation. Elles peuvent être révisées chaque année.

Les crédits de paiement (CP) constituent la limite supérieure des dépenses pouvant être mandatées durant l'exercice, pour la couverture des engagements contractés dans le cadre des autorisations de programme.

La mise en place de la procédure des Autorisations de Paiement (AP) / Crédits de Paiement (CP) porterait sur les 4 programmes suivants, sur la période 2023-2026 :

1. Programme de travaux sur les réseaux publics d'électricité – PPI 2023/2026,
2. Programme de travaux d'effacement des réseaux,
3. Programme de déploiement d'IRVE,
4. Programme d'efficacité énergétique.

Les montants des AP et CP exprimés en HT et en millions d'euros se répartissent comme suit :

1. **Programme de travaux sur les réseaux publics d'électricité dans le cadre du contrat de concession – 2<sup>ème</sup> PPI 2023/2026**

Finalité - Nature des travaux		Montant HT en M€					Financement principal
		AP	CP 2023	CP 2024	CP 2025	CP 2026	
A	Renforcement du réseau BT*	10	2,5	2,5	2,5	2,5	SDEC ÉNERGIE
B	Sécurisation du réseau BT* fils nus communes rurales	8	1	2,5	2,5	2	SDEC ÉNERGIE
C	Sécurisation BT* fils nus au titre de l'effacement - communes urbaines	8	2	2	2	2	SDEC ÉNERGIE Collectivités
D	Effacement du réseau BT* autre que BT* fils nus communes urbaines et rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	5	2	1	1	1	SDEC ÉNERGIE Collectivités
<b>TOTAL</b>		<b>31</b>	<b>7,5</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7,5</b>	

\* BT = Basse tension

2. **Programme de travaux d'effacement des réseaux – partie électrique (Hors PPI 2023/2026)**

Nature des travaux	Montant HT en M€					Financement principal
	AP	CP 2023	CP 2024	CP 2025	CP 2026	
Effacement des réseaux d'électricité, d'éclairage public et de télécommunication hors effacements finalités B, C ou D	<b>36</b>	9	9	9	9	SDEC ÉNERGIE Collectivités

### 3. Programme de déploiement d'IRVE selon le Schéma Directeur des IRVE\*

Intitulé du programme	Montant HT en M€					Financement principal
	AP	CP 2023	CP 2024	CP 2025	CP 2026	
Fourniture et pose d'IRVE	6	1	1,7	1,7	1,6	Etat SDEC ÉNERGIE

\* IRVE = Infrastructures de recharge pour véhicules électriques

### 4. Programme d'efficacité énergétique

Intitulé du programme			Montant HT en M€					Financement principal
			AP	CP 2023	CP 2024	CP 2025	CP 2026	
Efficacité énergétique	Eclairage public	Renouvellement des foyers > 30 ans	7	1,5	1,8	1,8	1,9	SDEC ÉNERGIE Collectivités Etat
		Fonds Vert	2,5	1	1	0,5	0	
	Bâtiments publics	Eclairage intérieur	1,5	0,25	0,30	0,45	0,5	
		Bâti : « PROGRES et CEP 3 »	4	0,3	1	1,2	1,5	
Production d'EnR	Photovoltaïques		2,5	0,3	0,5	0,7	1	
	Réseau de chaleur		3,7	0,7	1	1	1	
<b>TOTAL</b>			<b>21.2</b>	<b>4.05</b>	<b>5.60</b>	<b>5.65</b>	<b>5,90</b>	

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ces programmations pluriannuelles.*

#### D-3. 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 devra se prononcer sur les 40 nouveaux projets présentés par 31 communes depuis le Comité Syndical du 30 mars 2023, proposés en **annexe J p 271**, pour un montant total de 1 623 786,78 €.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de valider cette nouvelle liste de demandes.*

## E – PLAN STRATEGIQUE 2021-2026 – BILAN A MI-MANDAT

Un travail d'évaluation du projet stratégique du syndicat 2021-2026 a été proposé à chacun des membres du Bureau Syndical dans le cadre des différentes commissions internes d'avril et mai 2023.

Pour rappel, ce projet adopté, pour la période 2021/2026, par le Comité Syndical du 17 décembre 2020, est l'engagement à conduire les projets et constitue la feuille de route des services pour les mettre en œuvre.

Il est structuré en quatre parties :

- Le contexte général, portant à la fois sur le devenir des réseaux d'énergie, l'enjeu pour le syndicat de la transition énergétique, l'impact de la crise sanitaire et de la crise économique annoncée,
- Le rappel de la raison d'être du SDEC ÉNERGIE au travers de sa vision et de ses valeurs,
- Le plan stratégique proprement dit décliné en 5 orientations principales pour les 6 années à venir :
  - o Agir pour un aménagement des territoires cohérent et équitable,
  - o Être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur transition énergétique,
  - o Accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages,
  - o Renforcer les relations avec les usagers,
  - o Valoriser les données patrimoniales et énergétiques.
- Une dernière partie consacrée aux moyens à mettre en œuvre en termes de ressources humaines à mobiliser, de budget à consacrer, de partenariats à bâtir, de communication, du système d'information et de démarche qualité.

Il avait été acté qu'une évaluation soit réalisée à mi-mandat.

Une synthèse du travail ainsi réalisé en commissions internes est jointe en **annexe K p 272**.



**PROCES-VERBAL  
DU COMITE SYNDICAL  
DU 30 MARS 2023**

L'an deux mille vingt-trois, le 30 mars, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le 24 mars 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie à Saint-Contest, 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 2022 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.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
2.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
3.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
6.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
10.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
11.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
12.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
13.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
14.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
15.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
16.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
17.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
18.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
19.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
20.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
21.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
22.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCIO	Jean-Pierre
23.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
24.	CU CAEN LA MER	DESMELLES	Alain
25.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
26.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
27.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
28.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
29.	EPCI	GOBE	Alain
30.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
31.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
32.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
33.	SEULLES - TERRES ET MER	GUELLE	Jean-Denis
34.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
35.	EPCI	GUERIN	Daniel
36.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
37.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
38.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
39.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
40.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
41.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
42.	EPCI	LAGALLE	Philippe
43.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
44.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
45.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
46.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
47.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert

48.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
49.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
50.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
51.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
52.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
53.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
54.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
55.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
56.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
57.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
58.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
59.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
60.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
61.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
62.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
63.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
64.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
65.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
66.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
67.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
68.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
69.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
70.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
71.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
72.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
73.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
74.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
75.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
76.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
77.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
78.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
79.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
80.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
81.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
82.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
83.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
84.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
85.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
86.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
87.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
88.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
89.	SEULLES - TERRES ET MER	VÉRET	Jean-Luc
90.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

**Etaient absents ou excusés :**

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
4.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
6.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
7.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
8.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
9.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
10.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
11.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
12.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLÔT	Michel
13.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
14.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
15.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
16.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
17.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
18.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles

19.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
20.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
21.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
22.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
23.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
24.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
25.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
26.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
27.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
28.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
29.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
30.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
31.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LAFONTAINE	Frédéric
32.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
33.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
34.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
35.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
36.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
37.	LISIEUX NORMANDIE	LECLERC	Sébastien
38.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
39.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
40.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
41.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
42.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
43.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
44.	CU CAEN LA MER	PAGNY	Yann
45.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
46.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
47.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
48.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
49.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
50.	EPCI	SAINT LO	Patrick
51.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
52.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
53.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
54.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
55.	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	GUILLEMIN Jean-Marie	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE
2.	Hervé GUIMBRETIÈRE	SEULLES - TERRES ET MER	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM
3.	Nadine LEFEVRE-PROKOP	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO Jackie	CU CAEN LA MER

#### 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 24 mars dernier.

#### • Rapport de la Présidente :

- ✓ Approbation du procès-verbal de la séance du 9 février 2023,
- ✓ Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical,
- ✓ Adhésions et transferts de compétences,
- ✓ Agenda du Comité Syndical,
- ✓ Délégations du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente.

#### • Mobilité Durable :

- ✓ Validation du Schéma Directeur des IRVE.

#### • Finances :

- ✓ Budget principal :  
*Compte financier unique 2022, affectation du résultat 2022, budget primitif 2023, provisions pour risques et charges de personnel, subventions 2023 au tiers publics et privés, mises à disposition de ressources, gestion prévisionnelle - autorisation de programmes et crédits de paiement.*
- ✓ Budget annexe « Energies Renouvelables » :  
*Compte financier unique 2022, affectation du résultat 2022, budget primitif 2023, provisions pour gros entretiens,*
- ✓ Budget annexe « Mobilité Durable » :  
*Compte financier unique 2022, affectation du résultat 2022, budget primitif 2023, provisions pour gros entretiens,*
- ✓ Frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre,
- ✓ Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours,
- ✓ Contributions et aides financières 2023.

#### • Conditions d'exercice des compétences optionnelles :

- ✓ Conditions d'exercice de la compétence « Eclairage public »,
- ✓ Conditions d'exercice de la compétence « IRVE ».

#### • Concessions Gaz : Convention relative au rattachement d'ouvrages de raccordement d'unité de production favorisant l'injection de gaz renouvelable

#### • Transition Energétique :

- ✓ Appel à projets - PROGRES 2 - 2023/2025
- ✓ Projet solaire photovoltaïque de la "La Fieffe" - Offre engageante à la société CVE.

Elle rappelle que le Comité Syndical évoquera dans un premier temps, le Schéma Départemental pour le déploiement d'infrastructures de recharges pour véhicules électriques qui devra être déposé en Préfecture dans les prochains jours.

Monsieur Jean Luc GUILLOUARD présentera la synthèse de la longue phase de concertation ayant permis d'aboutir à ce projet.

En outre, cette séance sera consacrée principalement aux décisions budgétaires qui seront présentées par Monsieur Philippe LAGALLE, 1<sup>er</sup> vice-président en charge notamment des finances.

Madame la Présidente annonce qu'elle proposera, en fin de séance, de poursuivre les échanges lors d'un moment de convivialité autour d'un cocktail.

#### PRESENTATION DE LA TRIBUNE

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

- Monsieur Philippe LAGALLE, 1<sup>er</sup> Vice-président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques,
- Monsieur Jean-Luc GUILLOUARD, 6<sup>ème</sup> Vice-président en charge des mobilités bas carbone,
- Monsieur Bruno DELIQUE, Directeur Général des Services.

Monsieur Marc LECERF, 5<sup>ème</sup> Vice-Président, en charge de la Transition Energétique, rejoindra la tribune en cours de séance pour aborder la dernière thématique inscrite à l'ordre du jour.

**NOMINATION DU SECRETAIRE DE SEANCE**

Monsieur Cédric POISSON, représentant la Commission Locale d'Energie d'ISIGNY-OMAHA INTERCOM, est nommé secrétaire de séance.

**RAPPORT DE LA PRESIDENTE**

**APPROBATION DU PROCES-VERBAL DE LA SEANCE DU 9 FEVRIER 2023**

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE soumet au Comité Syndical le procès-verbal de la réunion du 9 février 2023, transmis aux représentants, en annexe A de la note de présentation, jointe à leur convocation.

*Le Comité Syndical adopte le procès-verbal de la séance du 9 février 2023, 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, Gaz et IRVE 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 et sur ceux relatifs à la compétence « Eclairage Public » ;
- tous les collèges à l'exception du collège des EPCI et du collège des communes de la CU, membres du syndicat, pourront s'exprimer pour les compétences Gaz et IRVE.

Il est également rappelé 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 et prend acte de ce rappel.*

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rend compte des décisions prises, depuis le 9 février 2023, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 16 juin 2022, à savoir :

Objet			
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion de la Communauté de Communes Bayeux Intercom et des communes de Bayeux et Trévières.
		Niveau 2	Adhésion de la Communauté de Communes Bayeux Intercom et des communes de Bayeux, Trévières et Cléville.
	Audit énergétique - Aides financières – Mutrécy et Eterville.		
Aides financières dans le cadre du P.A.C.T.E. - Animation territoriale dans le cadre de l'étude du gisement potentiel des énergies renouvelables du type éolien et solaire à l'échelle de son territoire - Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon.			

Transition Énergétique	Offre engageante de la société CVE, pour l'acquisition du projet solaire photovoltaïque de "La Fieffe" (suite délibération du CS du 9 février 2023 – cf. point F-2. de la présente note).	
	Renouvellement de la convention de partenariat avec l'ANBDD, Rivières & Bocages et la commune de Valdallière pour l'organisation d'un DDTour sur le thème : « La filière bois-énergie, un levier de transition du Bocage Virois : plantation, valorisation économique et insertion ».	
Solidarité	Convention de soutien financier pour un impayé de gaz / CCAS d'Orbec.	
Mobilité bas carbone	Auto partage	Commune de Trévières : mise à disposition de 1 point de charge MobiSDEC.
		Communauté de Communes du Pays de Falaise : mise à disposition de 2 points de charge MobiSDEC.

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 9 février 2023.*

**ADHESIONS ET TRANSFERTS DE COMPETENCES**

➤ **Adhésion de Mondeville**

La commune de Mondeville a délibéré le 16 novembre 2022 afin d'adhérer au SDEC ÉNERGIE, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023, en vue de transférer sa compétence « éclairage public » au syndicat.

Le Comité Syndical, lors de sa séance du 15 décembre 2022, a délibéré en faveur de cette adhésion et une notification de cette décision a été adressée le 22 décembre dernier à l'ensemble des 526 collectivités membres du syndicat, pour que celles-ci s'expriment à leur tour sur cette demande.

Le processus d'adhésion nécessite l'avis favorable de la majorité qualifiée des membres du Syndicat sachant que l'absence de délibération vaut acceptation.

Cette majorité qualifiée a été atteinte fin février par les délibérations favorables reçues de plus de la moitié des membres (263) représentant plus des deux tiers de la population totale (472 709 habitants) :

Absence de délibération – avis favorable	185	103 090 habitants
Délibérations reçues - avis favorable	339	604 654 habitants
Délibérations reçues - avis défavorable	1	1 320 habitants

Cette information a été communiquée à la Préfecture et l'arrêté préfectoral correspondant sera déposé à la signature du préfet fin mars, pour une application au 1<sup>er</sup> avril 2023.

*Le Comité Syndical prend acte de cette communication.*

➤ **Transferts de compétences**

Depuis le Comité Syndical du 9 février 2023, le Bureau Syndical, lors de sa séance du 17 mars 2023 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Mme Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques que pour tous les contrats qui y sont attachés. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	MAISONS
	COMMES
	INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHARGEABLES (IRVE)
	CRESSERONS
	QUETTEVILLE
	VILLERS-CANIVET
	MAISONCELLES-PELVEY

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des 526 collectivités adhérentes au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	453 communes 9 intercommunalités	48 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
118 communes 1 intercommunalité	188 communes 1 intercommunalité	25 communes 3 intercommunalités

Contribution à la Transition Énergétique	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 de réunions du Comité Syndical à l'avance, Madame la Présidente rappelle les prochaines dates de ces séances, à savoir :

- **Jeu**di 29 juin 2023 - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeu**di 12 octobre 2023 - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeu**di 14 décembre 2023 - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE invite les représentants au Comité Syndical à retenir la date de l'inauguration de l'Escape Game de la maison de l'Energie, le mardi 9 mai 2023 à 11h, en présence de Monsieur Yann ARTHUS BERTRAND, ainsi que la 7ème édition du rallye « Normandie Energies Tour » le samedi 16 septembre ; rallye qui emmènera les équipages (re)découvrir la région du Bessin.

Le Comité Syndical prend acte de ces prochaines échéances et prochains événements.

## DECOMPTÉ 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	IRVE	Gaz
<b>Représentants</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>144</b>	<b>144</b>
<b>Représentants en exercice *</b>	<b>148</b>	<b>148</b>	<b>140</b>	<b>140</b>
<b>Quorum atteint à partir de</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>71</b>	<b>71</b>
<b>Présents</b>	90	90	85	85
<b>Pouvoirs</b>	3	3	1	1
<b>Total des votants</b>	93	93	86	86

\* Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques et de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE) et de Jean-Pierre DUBAS et de Cédric CASSIGNÉUL de Caen la mer.

Madame la Présidente annonce les pouvoirs réceptionnés, listés précédemment.

Le quorum étant atteint, les représentants peuvent valablement délibérer.

## DELEGATIONS DU COMITE SYNDICAL AU BUREAU SYNDICAL ET A LA PRESIDENTE

Pour rappel, par délibération du Comité Syndical du 30 septembre 2021, le SDEC ÉNERGIE a adopté le passage à l'instruction budgétaire et comptable M57, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022.

A noter que ce référentiel ne s'applique que pour le budget principal. Le cadre comptable des deux budgets annexes reste la norme comptable M4.

Il convient de souligner les principales évolutions de la M57 :

- La fongibilité des crédits entre chapitres, à l'intérieur d'une même section et les possibilités très réduites d'activer les dépenses imprévues ;
- L'utilisation très limitée des chapitres 67 et 77 nouvellement libellés « charges spécifiques » et « produits spécifiques ». Les intitulés « charges exceptionnelles » et « produits exceptionnels » sont supprimés ;
- L'application du principe de « prorata temporis » pour les amortissements des immobilisations ;
- Le contrôle strict des subventions versées en section d'investissement.

L'instruction comptable et budgétaire M57 permet davantage de souplesse budgétaire puisqu'elle offre la possibilité au Comité Syndical de déléguer à la Présidente la possibilité de procéder à des mouvements de crédits de chapitre à chapitre, à l'exclusion des crédits relatifs aux dépenses de personnel, dans la limite de 7,5 % du montant des dépenses réelles de chacune des sections (article L. 5217-10-6 du CGCT).

Cette disposition permettrait notamment d'amender, dès que le besoin apparaîtrait, la répartition des crédits afin de les ajuster au mieux, sans modifier le montant global des sections.

Dans ce cas, la Présidente informe l'assemblée délibérante de ces mouvements de crédits lors de sa plus proche séance.

Pour lui permettre de mettre en place la fongibilité des crédits dans le cadre des budgets relevant de l'instruction comptable et budgétaire M57, il est proposé au Comité Syndical de compléter la délibération du 16 juin 2022, comme suit :

**2. Délégations au Président :**

- o [...]
- o Dans le cadre des budgets relevant de l'instruction comptable et budgétaire M57, procéder à des mouvements de crédits de chapitre à chapitre, à l'exclusion des crédits relatifs aux dépenses de personnel, dans la limite de 7,5 % du montant des dépenses réelles de chacune des sections.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter cette mise à jour des délégations du Comité Syndical.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

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

- **ACCEPTE** la mise à jour des délégations du Comité Syndical à la Présidente et au Bureau Syndical, en annulant et remplaçant les décisions précédemment adoptées par le Comité Syndical du 13 octobre 2020 et modifiées par le Comité Syndical du 16 juin 2022, telle que proposée,
- **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.

**MOBILITE DURABLE**

**VALIDATION DU SCHEMA DIRECTEUR DES IRVE**

Madame la Présidente rappelle qu'après plus de 8 mois de concertation, le schéma directeur pour le déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques (SD IRVE) rentre dans sa dernière phase de rédaction avant validation par le Préfet du Calvados.

Au vu des échanges avec d'autres syndicats et avec la FNCCR, le SDEC ÉNERGIE a été l'une des collectivités non seulement la plus en avance mais également la plus volontaire dans cette démarche de concertation avec les différents acteurs de la mobilité du territoire interrogés pour évaluer les enjeux et besoins futurs.

Ce document, disponible avec le projet de délibération sous OXYAD, et dont la synthèse a été adressée aux élus en annexe B de la note jointe à leur convocation, est une stratégie de déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques pour les communes du Calvados à horizon 2027.

Madame la Présidente remercie Monsieur Jean-Luc GUILLOUARD pour le travail mené avec les équipes du syndicat et lui laisse la parole.

Monsieur le vice-président en charge des mobilités bas carbone remercie, à son tour, les membres de la commission et les agents qui se sont investis sur ce dossier.

Le schéma directeur de déploiement des IRVE est un outil d'aide à la décision au service des territoires, des AOM et des collectivités. Il va permettre de définir l'offre de recharge électrique publique sur les territoires, en cohérence avec les politiques locales de mobilité, en coordination avec l'offre de recharge privée et en s'adaptant à l'évolution des besoins de recharge.

Avec ce Schéma Directeur, il est déterminé :

1. Le nombre de bornes nécessaires à la demande de rechargement en domaine public.
2. Le type de puissance adaptée à la technologie des véhicules.
3. La localisation précise à l'échelle de la commune (maille IRIS).
4. La temporalité du déploiement des installations.

Trois réunions plénières regroupant en moyenne plus de 120 personnes ont été organisées les 17 mai, 20 septembre et 6 décembre 2022.

L'élaboration du schéma s'est déclinée en plusieurs phases :

- Une première phase de concertation avec les parties prenantes : 20 entretiens entre juin et août 2022 (Région, EPCI, Enedis, Aucame) ;
- Une deuxième phase de concertation à l'échelle des territoires des EPCI : 15 ateliers en présentiel entre octobre et novembre 2022 regroupant 83 communes ;
- La mise à disposition d'outils pour préciser le projet de schéma de déploiement : boîte mails dédiée, formulaire des attentes et observations ;
- Un accès libre sur le SIG de décembre 2022 à début février 2023 pour visualiser, ajouter des bornes ou en modifier les caractéristiques.

Les lois Climat et Résilience et LOM prévoient l'obligation de mettre à disposition des points de recharge dans tous les parcs de stationnement de bâtiments non résidentiels et/ou gérés en délégation de service public, en régie ou via un marché public de plus de 20 emplacements, avant le 1<sup>er</sup> janvier 2025

Ce sont donc près de 7 700 points de charge – PDC – qu'il sera nécessaire d'installer d'ici fin 2025 par le public et le privé, en plus des 700 déjà présents fin 2022.

Ce schéma de déploiement plus réaliste, a été déterminé en fonction des usages et des besoins, sur la période 2023/2027 et 1 000 points de charge seront ainsi déployés par le SDEC ENERGIE d'ici 2027, selon le programme suivant :

Puissance	2023	2024	2025	2026	2027	Total général
100 - 150 kVA	26	48	30	32	42	178
22 - 24 kVA	123	128	142	106	129	628
3 - 7 kVA	39	44	50	24	37	194
<b>Total général</b>	<b>188</b>	<b>220</b>	<b>222</b>	<b>162</b>	<b>208</b>	<b>1 000</b>

Nombre de nouveaux points de charge	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Caen la mer	28	72	72	82	94	348
Normandie-Cabourg-Pays d'Auge	18	12	14	6	11	61
Intercom de la Vire au Noireau	15	18	18	16	6	73
Pays de Falaise	10	7	10	3	14	44
Bayeux Intercom	14	21	14	10	11	70
Val ès Dunes	7	6	8	0	5	26
Vallées de l'Orne et de l'Odon	8	8	7	4	4	31
Lisieux Normandie	11	21	12	3	11	58
Pays de Honfleur-Beuzeville	9	5	10	4	6	34
Pré-Bocage Intercom	8	7	3	4	4	26
Cœur de Nacre	14	7	19	10	17	67
Cingal-Suisse Normandie	4	6	3	4	4	21
Isigny-Omahia Intercom	13	9	8	8	9	47
Cœur Côte Fleurie	14	4	8	4	2	32
Seulles Terre et Mer	12	8	6	2	4	32
Terre d'Auge	3	9	10	2	6	30
<b>TOTAL</b>	<b>188</b>	<b>220</b>	<b>222</b>	<b>162</b>	<b>208</b>	<b>1000</b>

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

Monsieur Bruno COUTANCEAU s'interroge sur le décalage entre la puissance proposée par les installations des opérateurs privés (250/300 kVA) et celle du syndicat (maximum 150 kVA), sachant que, par exemple, Tesla ouvre ses bornes à tous les véhicules et sur son parking à côté de la borne du syndicat sur la commune de Bretteville-sur-Odon, les puissances de recharge sont différentes ; le SDEC ENERGIE n'offrant une puissance que de 150 kVA contre 250 kVA sur les bornes Tesla.

Monsieur Jean-Luc GUILLOUARD précise que sur certains sites stratégiques, les bornes n'ont pas nécessairement utilité à proposer des recharges plus rapides, comme sur les parkings, où les utilisateurs peuvent arriver le soir et repartir le lendemain matin.

Monsieur Philippe LANDREIN, responsable du service Mobilités Durables, confirme que les bornes de 250/300 kVA répondent à un besoin spécifique pour des centres commerciaux ou des axes principaux tels que des autoroutes. Le schéma proposé a une vision plus générale que celle évoquée. Les utilisateurs ne cherchent pas systématiquement à recharger leur véhicule sur des bornes de forte puissance et surtout sont attentifs au coût de leur recharge bien plus important sur ce type de bornes. La vision du schéma est de répondre, en partie, dans chaque collectivité à des besoins en puissance assez élevés (100/150 kVA) et à des besoins en termes de localisation (commerces, parkings centraux de bourg ...) avec des puissances moins importantes (rechargement en journée ou en nuitée).

Madame la Présidente précise que ce maillage vise la complémentarité. En qualité d'aménageur du territoire, il est du devoir du syndicat de proposer des puissances différentes en fonction des besoins des uns et des autres.

A la remarque de Monsieur Jean-Pierre DALLOCCCHIO qui pense que quitte à réaliser des tranchées, autant que les câblages soient dès maintenant les plus gros possibles (même si la borne limite la recharge à 2 ou 3 kVA, le besoin sera toujours vers plus de rapidité), Madame la Présidente rappelle qu'il faut avoir à l'esprit la capacité du réseau à absorber ces contraintes électriques supplémentaires.

Monsieur Philippe LANDREIN précise qu'Enedis confirme que, dans le cadre du schéma proposé, les réseaux ont en capacité de répondre à la demande. Sur les 3-7 et 22-24 kVA, il s'agit de branchements simples, le réseau n'a donc pas besoin d'être adapté. En ce qui concerne les 100-150 kVA, les besoins sont différents et le syndicat vient palier le manque des opérateurs privés. Les 178 bornes qui vont être déployées seront réparties sur l'ensemble du Calvados alors que les bornes de 250/300 kVA ne sont déployées qu'en partie centre du département, dans l'agglomération.

Ce schéma, dont la phase de diagnostic et de concertation a duré 8 mois, a donc l'avantage de proposer à l'ensemble du territoire, des puissances différentes selon les besoins.

Monsieur le Directeur Général confirme qu'il n'y a pas nécessité à déployer, par exemple, une borne de recharge de 300 kVA sur le parking d'une vingtaine de places d'une salle des fêtes d'un petit village. Ces bornes ont davantage vocation à être installées sur des sites de transits.

Le syndicat se positionnant aujourd'hui sur le déploiement de 1 000 points de charge alors que le schéma en préconise 7 700, le privé va devoir se développer pour compléter cette offre. Par ailleurs, il est à noter que ce schéma pourra être révisé. Il a vocation à évoluer, notamment en fonction des usages et des projets portés par l'initiative privée.

Monsieur Mickaël MARIE demande s'il est envisagé, dans le déploiement des IRVE, le couplage avec de la production d'électricité renouvelable, c'est-à-dire en autoconsommation.

Madame la Présidente confirme que cette question est en cours de réflexion et rappelle que le syndicat accompagne les collectivités pour tous ces projets de productions d'énergies renouvelables.

Monsieur le Directeur Général des Services précise que le nombre de bornes à venir est présenté par secteur à l'écran mais il est consultable par commune également dans le document complet et sur MAPEO. Il rappelle que ne pourront être déployées de nouvelles bornes sur le territoire d'une commune que si celle-ci a transféré sa compétence au syndicat.

A l'interrogation de Monsieur Jérôme LANGLOIS, Monsieur Philippe LANDREIN confirme que lors des différentes concertations, il a été identifié un certain nombre de points de charges nécessaires (7 700) et les parkings communaux ou publics ont été intégrés dans ce schéma. Il a été décidé, pour des questions de coût global et de technicité, de ne pas répondre à tous les besoins et de prioriser les déploiements. Les zones dans lesquelles il s'est avéré primordial d'installer des bornes sont répertoriées sur MAPEO. Le positionnement exact n'est pas encore figé.

Monsieur Hubert FURDYNA souhaite savoir à quel moment il sera possible de revenir sur le positionnement des bornes.

Monsieur Philippe LANDREIN rappelle que le schéma est encore susceptible d'évoluer à mi-chemin en fonction du nombre de véhicules et de bornes sur le Calvados et des premières utilisations pour confirmer ou non l'utilité de chacune des bornes. Par ailleurs, les communes seront concertées chaque année pour dresser un état de la fréquentation des bornes et de préciser les besoins.

Pour répondre à de nouvelles interrogations dans la salle, il rappelle que le schéma pourra également évoluer en fonction des nouveaux besoins, notamment ceux liés à l'implantation de structures non identifiées à ce jour, et qu'une borne propose deux points de charge, affectés à deux places de parking distinctes. L'Etat subventionne une partie des mises en place de bornes. Pour ce qui concerne l'aménagement des places pour personnes à mobilité réduite, celui-ci est réglementé sur la base de ce qui existe déjà.

Aucune nouvelle observation n'ayant été formulée, Madame la Présidente propose au Comité Syndical de valider le schéma directeur ainsi présenté.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

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

- **VALIDE** le schéma directeur des IRVE tel que présenté ce jour ;
- **AUTORISE** Madame la Présidente à transmettre à Monsieur le préfet le schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables afin d'obtenir sa validation définitive avant sa mise en application ;
- **DIT** que ce schéma pourra être actualisé si besoin ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette délibération et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

Arrivée de Monsieur Thierry BERTHAUX.

**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 9 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 17 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.

Il faut, malgré tout, être particulièrement prudent car le contexte économique, l'envolée des prix des matières premières, l'accroissement des délais de livraison et les difficultés de recrutement.... risquent d'impacter les capacités d'investissement et la qualité d'ingénierie du syndicat.

**BUDGET PRINCIPAL****a. Compte financier unique 2022****La section de fonctionnement**

Le montant total des **recettes de fonctionnement** s'établit à 49 868 719,42 €, prenant en compte le report du résultat de fonctionnement N-1. Il se décompose par chapitre comme suit :

- Le chapitre 002 consacré au résultat de fonctionnement reporté d'un montant de 14 004 009,21 € conformément au budget primitif 2022.
- Les atténuations de charges (chapitre 013), pour un montant de 52 649,15 € correspondent au remboursement des charges sociales (financement pour partie des tickets restaurant par les agents, remboursement des arrêts maladies ...).
- Le chapitre 042 concerne les opérations d'ordre de transfert entre sections. Il s'agit des quotes-parts des subventions d'investissement. Il s'équilibre avec le chapitre d'opération d'ordre en dépenses de la section d'investissement (chapitre 040) pour un montant de 6 405 464,34 €.
- Les produits de gestion courante (chapitre 70) d'un montant de 120 418,73 € consistent en la mise à disposition de personnel et de moyens généraux pour les deux régies à autonomie financière sans personnalité morale.
- Les impôts et taxes (chapitre 73) s'élèvent à 11 349 652,17 €, en hausse de 7 % par rapport au montant perçu 2021. Il s'agit de la perception de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE) par le syndicat. La part de la TCCFE représente 22,5 % des recettes de fonctionnement.
- Les dotations et subventions (chapitre 74) proviennent de la participation des collectivités adhérentes aux investissements réalisés dans le cadre de l'exercice des compétences transférées au syndicat. Le montant de ce chapitre atteint 11 829 303,21 € et représente 23,5 % des recettes de fonctionnement.
- Les autres produits de gestion courante (chapitre 75) sont alimentés de trois sources de recettes : les redevances Electricité et Gaz, la convention de mise à disposition de fourreaux de télécommunication d'entreprises et la vente de certificats d'économie d'énergie. Le montant de ce chapitre est de 5 060 467,08 €.
- Les produits financiers (chapitre 76) d'un montant de 1 017 875,34 € proviennent des parts sociales d'un établissement bancaire suite à la contractualisation d'emprunts et de la perception des gains ARENH dans le cadre des marchés d'achats d'énergie.

L'enveloppe prévisionnelle de 12 500 000,00 € annoncée pour 2023 correspond à une soulte. Il s'agit donc d'une enveloppe exceptionnelle.

Monsieur Jean-Pierre DALLOCCIO demandant plus d'explications sur ces 12 500 000,00 €, Monsieur Alban RAFFRAY, Directeur du Département « Transition Energétique » précise qu'il s'agit d'un dispositif particulier qui permet, dans le cadre des marchés de groupement de commandes, de valoriser les droits ARENH. Le SDEC ENERGIE fixe le prix en se positionnant sur des marchés puis négocie les droits affectés à ses profils de consommation. Quand les marchés sont relativement bas (proches des 40 €), la négociation n'est pas nécessaire, mais quand les prix sont assez élevés (jusqu'à 300 / 400 €) il est possible de swaper, c'est-à-dire de revendre la partie achetée à un prix très élevé pour la racheter ensuite au prix de l'ARENH avec les droits ouverts, sur un certain nombre de quantités autorisées. Dans ce cas, il est possible d'obtenir un gain substantiel qui peut ensuite être réparti au prorata des consommations des membres du groupement dans le lot concerné, déduction des charges afférentes à la gestion de ce dispositif.

Monsieur Bruno DELIQUE rajoute que cette année, les prix s'étant largement emballés, l'écart au kWh permet d'atteindre cette soulte si importante. Cette somme se retrouvera en dépense dans la suite de la présentation du budget 2023.

- Les produits spécifiques (chapitre 77) sont constitués de l'annulation de mandats et des produits de cessions d'immobilisation. Le montant total est de 28 880,19 €.

Le montant des **dépenses de fonctionnement** de 31 110 956,75 € se décompose comme suit :

- Le montant des charges à caractère général (chapitre 011), de 8 094 111,38 € regroupe les dépenses suivantes :
  - o Les charges rattachées aux compétences à la carte d'un montant de 7 010 855,27 € représentent 86,5 % du montant total du chapitre 011.  
Les charges relatives au transfert de compétences éclairage public, signalisation lumineuse et réseaux de chaleur sont couvertes par la participation financière des collectivités adhérentes.
  - o Les charges de structures restent maîtrisées à hauteur de 1 083 256,11 €. Elles représentent 13,5 % du montant total du chapitre 011.
- Les charges du personnel (chapitre 012), d'un montant de 3 846 761,29 € sont inférieures aux prévisions du budget primitif 2022. Cette situation s'explique par le départ d'agents qui s'engagent dans une nouvelle voie professionnelle et dont les remplacements tardifs sont dus aux difficultés de recrutement.
- Le reversement aux collectivités territoriales d'une quote-part de la TCCFE et de la redevance d'investissement dite « R2 » est inscrit au chapitre 014 pour un montant de 1 830 147,89 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 042) rassemblent les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. D'un montant de 16 462 578,71 €, elles se retrouvent en recettes d'investissement (chapitre 040).
- Les charges de gestion courante (chapitre 65) couvrent au principal deux types de dépenses pour un montant de 573 282,33 € :
  - o Les frais relatifs aux activités des élus (indemnités, missions, déplacements) pour un montant de 114 914,05 €,
  - o Les subventions versées à des organismes privés ou publics pour 458 368,28 €.
- Les charges financières (chapitre 66) pour 196 430,62 € comprennent les intérêts d'emprunt pour les étalements de charges des collectivités membres et les intérêts courus non échus. L'évolution à la baisse du montant s'explique par la décision du Comité Syndical en 2015, de favoriser le recours au fonds de concours, en lieu et place de l'étalement des charges, pour financer la part à charge des collectivités membres aux travaux d'investissement. Cette disposition désendette progressivement le syndicat qui ne contractualise plus de nouveaux emprunts.
- Les charges spécifiques (chapitre 67) d'un montant global de 57 644,53 € intègrent notamment des régularisations d'écritures comptables (annulation de titres sur exercices antérieurs).
- Le chapitre 68 reprend les dotations aux provisions de risques et charges pour 50 000 €.

**La section d'investissement**

Les **recettes d'investissement** s'élèvent à 39 272 435,79 €, prenant en compte le report de résultat de la section d'investissement N-1.

- Le chapitre 001 correspond au résultat d'investissement reporté excédentaire de 2 534 474,92 €.
- Les opérations d'ordre de transfert (chapitre 040) pour 16 462 578,71 € concernent l'amortissement des immobilisations incorporelles et corporelles. L'augmentation de leur montant s'explique par l'inscription à ce chapitre des amortissements des réseaux d'éclairage public et de signalisation lumineuse nouvellement construits. Ces recettes se retrouvent pour le même montant en dépenses de fonctionnement (chapitre 042).
- Les opérations d'ordre de la section (chapitre 041) s'équilibrent en recettes et en dépenses, pour un montant de 315 431,67 €.
- Les dotations et fonds divers (chapitre 10) regroupent trois catégories de recettes pour un montant de 5 971 237,09 € :

- o L'affectation du résultat à hauteur de 4 672 651.16 €, conforme à la délibération du Comité Syndical du 24 mars 2022 ;
- o La perception de la taxe d'aménagement pour 4 146.00 €
- o Le FCTVA d'un montant de 1 294 439.93 € est calculé sur justificatifs de dépenses d'investissement réalisées, éligibles au dispositif.
- Les subventions d'investissement (chapitre 13) sont composées des subventions accordées par les tiers (Etat, collectivités, partenaires privés et publics) et des Fonds de concours, dispositif permettant le financement des travaux d'équipement. Le montant des subventions qui atteint 13 289 022.60 €, représente 34 % du montant total des recettes d'investissement.
- Le chapitre 4582, à hauteur de 699 690.80 €, concerne le financement des communes à la réalisation de travaux sur les réseaux dans le cadre d'opérations sous mandat.

Pour les **dépenses d'investissement** d'un montant de 32 595 710.20 €, les principales évolutions par chapitre sont les suivantes :

- Les opérations d'ordre de transfert entre sections (chapitre 040), d'un montant de 6 405 464.34 €, se retrouvent en chapitre 042 des recettes de fonctionnement.
- Les opérations d'ordre de la section (chapitre 041) s'équilibrent en recettes et en dépenses, pour un montant de 315 431.67 €.
- Le chapitre 13 d'un montant de 26 038.99 € couvre la régularisation d'écritures comptables et notamment de réduction de titres de recettes.
- Le montant de la dette venant du capital emprunté (chapitre 16) pour 2 132 801.95 €, évolue à la baisse en raison de la décision d'arrêter progressivement le mécanisme d'étalement des charges.
- Les immobilisations incorporelles (chapitre 20) couvrent l'acquisition de logiciels et solutions informatiques pour 192 839.40 €.
- Le chapitre 204 porte sur les subventions d'investissement versées à des tiers publics ou privés pour un montant de 65 334.08 €. Il s'agit de financement de travaux de raccordement au réseau électrique pour les exploitations agricoles.
- Les immobilisations corporelles - chapitre 21 - d'un montant total de 502 364.41 €, se composent en dépenses :
  - o L'aménagement des locaux permettant d'accueillir les nouvelles recrues et l'achat de matériels et d'équipements (bureautiques, informatiques, véhicules de services) pour 263 071.06 €.
  - o La conception et l'installation de l'Espace Game dans le cadre de la Maison de l'Energie pour 239 293.35 €.
- Les travaux sur réseaux d'électricité, d'éclairage et de télécommunication (chapitres 23 et 4581) soit au total 22 955 435.36 €, correspondent principalement aux investissements réalisés par le syndicat pour réaliser les travaux :
  - o Sur le réseau public d'électricité : renforcement, sécurisation et raccordement,
  - o D'effacement coordonné des réseaux aériens,
  - o Sur les installations d'éclairage public et de signalisation lumineuse, notamment les programmes d'efficacité énergétique.

#### **La formation du compte financier unique 2022**

Le compte financier unique 2022 présente un résultat cumulé excédentaire de 25 434 488.26 €, dont un excédent cumulé de 18 757 762.67 € en section de fonctionnement et un excédent cumulé de 6 676 725.59 € en section d'investissement. Les résultats de l'exercice 2022 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	a	35 864 710.21 €
Dépenses 2022 hors résultat reporté	b	31 110 956,75 €
Résultat 2022	c = a-b	4 753 753.46 €
Excédent reporté (au 002)	d	14 004 009.21 €
<b>Résultat cumulé de fonctionnement</b>	<b>e=c+d</b>	<b>18 757 762.67 €</b>

Section d'investissement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	m	36 737 960.87 €
Dépenses 2022 hors résultat reporté	n	32 595 710.20 €
Résultat 2022	o = m-n	4 142 250.67 €
Excédent reporté (au 001)	p	2 534 474.92 €
<b>Résultat cumulé d'investissement</b>	<b>q=o+p</b>	<b>6 676 725.59 €</b>

Besoin de financement de la section d'investissement		
Recettes : restes à réaliser	f	8 013 581.84 €
Dépenses : restes à réaliser	g	13 781 954.06 €
Résultat des restes à réaliser	h=f-g	-5 768 372.22 €
Résultat cumulé d'investissement	q	6 676 725.59 €
<b>Capacité de financement</b>	<b>i=h+q</b>	<b>908 353.37 €</b>

Le projet de compte financier unique 2022 est détaillé en annexe C de la note de présentation jointe à la convocation.

**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 2022.**

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 2022 du Budget principal du SDEC ENERGIE.

#### **→ Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	TOTAL VOTANTS
152	147	90	3	93

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

- **APPROUVE** le Compte Financier Unique 2022 du Budget principal du SDEC ENERGIE ;
- **DONNE** quittance 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.**

Départ de Monsieur Patrick LECAPLAIN.

**b. Affectation du résultat 2022**

Il est proposé d'affecter l'excédent de fonctionnement dégagé par l'exécution du budget 2022 sur le budget 2023 comme suit :

Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	18 757 762.67 €
Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	6 676 725.59 €

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 2022.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

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 l'exécution du budget principal 2022 d'un montant de 18 757 762.67 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement du budget primitif 2023 ;
- **DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par l'exécution du budget principal 2022 d'un montant de 6 676 725.59 € au chapitre 001 de la section d'investissement du budget primitif 2023,
- **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.

**c. Budget primitif 2023**

Les orientations du plan stratégique 2021-2026, validées par délibération du Comité Syndical du 17 décembre 2020 se déclinent dans le Rapport d'Orientations Budgétaires 2023, validé par le Comité Syndical du 9 février 2023. Le scénario retenu vise notamment à :

**1. Maintenir notre niveau d'investissement sur les réseaux d'électricité :**

- Répondre aux besoins exprimés pour les effacements des réseaux dans la limite de nos capacités budgétaires et de nos ressources humaines ;
- Diminuer les consommations énergétiques en éclairage public : programme « R30 » et renouvellement des éclairages intérieurs des bâtiments publics ;
- Soutenir l'activité économique des collectivités par le financement des raccordements des réseaux ;

- Achever le renouvellement des fils nus Basse Tension ruraux (fin programmée 2024/2025 : programmation décroissante) et engager un processus dynamique de renouvellement des fils nus Basse Tension pour les communes urbaines.

**2. Accroître notre soutien à la transition énergétique des collectivités :**

- En investissement
  - o Mettre en œuvre les premières réalisations du CEP niveau 3, selon une trajectoire croissante ;
  - o Lancer le second appel à projet – PROGRES 2 - avec une dotation de 1 M€ ;
  - o Mettre en œuvre un second programme « Réseaux de chaleur » ;
- Par de l'ingénierie, des services et du conseil
  - o Renforcement des services associés à la plateforme « Soleil14 », dédiée aux projets photovoltaïques ;
  - o Renouvellement de la « Maison de l'Énergie » par la construction et l'animation d'un Escape Game pour sensibiliser les jeunes générations aux enjeux de la transition énergétique ;
  - o Elaboration d'une trame noire départementale en Éclairage Public ;
  - o Conforter les services à destination des collectivités :
    - Groupement d'achat d'énergie au bénéfice de plus de 500 membres,
    - Mise à disposition du logiciel de suivi des consommations énergétiques des bâtiments publics : KABANDA,
    - Réalisation de diagnostics énergétiques dans le cadre du dispositif CEP 1,2 et 3,
    - Accompagnement aux opérations éligibles au financement fonds vert : efficacité énergétique des bâtiments publics et diminution des consommations électriques en éclairage public,
    - Soutien aux EPCI à FP pour la mise en œuvre opérationnelle des PCAET dans le cadre des conventions « PACTE » - Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Énergétique.

**La section de fonctionnement**

Le budget de la section de fonctionnement est fixé à 69.5 M€ en 2023.

**Les recettes de fonctionnement**

Les principales recettes de fonctionnement sont :

- La progression du résultat de fonctionnement reporté de l'exercice 2022 (chapitre 002) pour un montant de 18.7 M€.
- Les atténuations de charges correspondant au remboursement de charges sociales par les organismes sociaux (chapitre 013) pour 0.05 M€.
- Les recettes d'ordre (chapitre 042) portant sur les amortissements des subventions d'investissement sont évaluées à 7.5 M€.
- Le montant du chapitre 70 est évalué à 0.2 M€ consiste en la mise à disposition de personnel et de moyens généraux pour les deux régies à autonomie financière sans personnalité morale (0.5 ETP supplémentaire mise à disposition pour chacun des deux budgets annexes).
- Le montant de la TCCFE (chapitre 73) est évalué à 11 M€, établi sur la base du montant perçu en 2022 et de refonte de cette taxe, absorbée par la TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité).
- La participation des collectivités (chapitre 74) pour la réalisation des travaux sur les réseaux et de transition énergétique est porté à 14.5 M€. Cette situation s'explique par la prise en compte de la très forte hausse des coûts de l'énergie et des matières premières dans le calcul du montant de participation des communes et EPCI.

- Les autres produits de gestion courante (chapitre 75) réunissant les redevances (Electricité et Gaz), la convention de partenariat avec ORANGE et la vente de Certificats d'Economie d'Énergie ont un montant prévisionnel de 5 M€.
- Les produits financiers (chapitre 76) regroupent :
  - o Les parts sociales au Crédit Agricole,
  - o La mise en œuvre de la clause de swap ARENH dans le cadre des marchés d'achats d'énergie passés avec des fournisseurs d'électricité pour un montant de 12.5 M€.
- Les produits spécifiques (chapitre 77) sont constitués au principal de l'annulation de mandats, des produits de cessions d'immobilisation. Le montant total est de 0.05 M€.
- Le chapitre 78 permet de reprendre des provisions pour risques et charges à hauteur de 0.015 M€.

#### Les dépenses de fonctionnement

Les dépenses de fonctionnement visent à exercer toutes les compétences statutaires pour le compte des collectivités adhérentes. Elles portent sur :

- Les charges à caractère général relevant du chapitre 011, d'un montant de 17 M€ augmentent sensiblement par rapport au BP 2022 ; Elles se divisent en deux parties :
  - o Les charges rattachées aux compétences optionnelles exercées par le syndicat (Éclairage public, Signalisation lumineuse, réseaux techniques de chaleur, Hydrogène...) sont d'un montant de 15.5 M€. Le montant de ces charges est directement impacté par la croissance inédite des coûts de l'électricité achetée dans le cadre de la compétence Éclairage public.
  - o Les charges de structures sont évaluées à 1.5 M€.
- Les charges du personnel - chapitre 012 - prennent en compte la rémunération des agents et les cotisations sociales. Le montant de la masse salariale de 4.5 M€ comprend la hausse de la rémunération des agents suite aux évolutions de carrières (avancement d'échelons, avancement de grades), à la revalorisation du point d'indice sur une année pleine (+ 3.5%), au besoin de renfort d'effectifs pour répondre aux demandes, notamment en matière de transition énergétique.
- Les atténuations de produits (chapitre 014) pour un montant de 14.5 M€ concernent le reversement, aux collectivités territoriales et membres du groupement d'achat d'énergie, de produits perçus par le syndicat. Il s'agit d'une quote-part de la TCCFE au bénéfice des communes B1, de la redevance d'investissement R2 pour les communes qui non pas transférées leur éclairage public et de la soulte ARENH enregistrée au chapitre 76.
- Le montant de la CAF (chapitre 023) est estimé à 14.5 M€ qui sera totalement attribué à la section d'investissement pour le financement des immobilisations (travaux sur réseaux et de transition énergétique).
- Les opérations d'ordre (chapitre 042) rassemblent les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. Le montant de ce chapitre atteint 17.5 M€ et son augmentation se justifie par l'intégration de patrimoine du réseau d'éclairage public dans le cadre de transfert de compétences. Par écritures comptables, elles se retrouvent en recettes d'investissement (chapitre 040).
- Les charges de gestion courante (chapitre 65) à hauteur de 0.8 M€ rassemblent deux natures de dépenses :
  - o Les frais de remboursements des élus à hauteur de 0.13 M€.
  - o Le versement de subventions à des tiers publics et privés pour 0.67 M€. Le détail du libellé des subventions allouées et des tiers bénéficiaires est traité spécifiquement en partie 8 de la présente note.
- La diminution des charges financières (chapitre 66) correspond à la poursuite du désendettement du syndicat (fin du dispositif « étalement des charges ») soit un montant de 0.2 M€.
- Les charges spécifiques (chapitre 67) de 0.15 M€ couvrent les annulations de titres et des charges exceptionnelles.
- Le chapitre 68 porte sur la constitution de provisions pour couvrir les risques et charges pour un montant de 0.5 M€. Les provisions portent sur trois natures de risques liés à :
  - o Des contentieux avec les fournisseurs d'énergie,
  - o Des charges de personnel,
  - o Du renouvellement de matériels et d'installations situés dans les locaux du syndicat.

Ces provisions font l'objet d'une délibération spécifique mentionnée en partie 8.

#### La section d'investissement

Le budget de la section d'investissement s'élève à 56.5 M€.

Les recettes d'investissement sont déterminées selon les éléments ci-dessous :

- Le chapitre 001 correspond au résultat d'investissement reporté 2022 excédentaire de 6.6 M€.
- Le montant de la CAF (chapitre 021) – 14.5 M€ - obtenu en section de fonctionnement est consacré en totalité au financement des immobilisations (travaux sur réseaux et de transition énergétique).
- Les opérations d'ordre (chapitre 040) rassemblent les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. Le montant de ce chapitre atteint 17.5 M€ et son augmentation se justifie par l'intégration de patrimoine du réseau d'éclairage public dans le cadre de transferts de compétences. Par écritures comptables, elles se retrouvent en dépenses de fonctionnement (chapitre 042).
- Les opérations d'ordre de la section (chapitre 041) s'équilibrent en recettes et en dépenses, pour un montant de 1 M€. Il s'agit des avances forfaitaires.
- Le montant des dotations et fonds divers – chapitre 10, d'un montant de 2 M€, comprend les opérations éligibles au FCTVA sur les dépenses d'investissement.
- Les subventions d'investissement – chapitre 13 – sont déterminées à 12 M€, et sont obtenues auprès des services de l'État (FACÉ, la PCT, le Fonds verts), des collectivités territoriales (Région, Département), des tiers parapublics (l'ADEME...) et des tiers privés (ENEDIS, lotisseurs et aménageurs, particuliers, entreprises, exploitations agricoles...).
- Les travaux sur réseaux d'électricité, dans le cadre d'opérations sous mandat, produisent une recette de 3 M€.

Les dépenses d'investissement sont structurées de la manière suivante :

- Les recettes d'ordre (chapitre 042) imputées en section de fonctionnement sont inscrites également en dépenses d'investissement pour couvrir les amortissements des subventions d'investissement à hauteur de 7.5 M€.
- Les opérations d'ordre de la section (chapitre 041), d'un montant de 1 M€, intègrent les avances forfaitaires.
- Le montant des emprunts nécessaires à la réalisation des travaux – chapitre 16 – décroît chaque année pour se situer à 2 M€ en 2023 contre 2.5 M€ en 2022.
- Les immobilisations incorporelles – chapitre 20 – pour 0.5 M€ regroupent deux catégories de dépenses : les frais d'étude et l'acquisition de solutions informatiques (logiciels, brevets, licences...).
- Le chapitre 204 est réservé au versement de subventions à des tiers pour un montant d'1 M€, dans le cadre :
  - o De travaux de raccordement sur le réseau Electricité,
  - o De travaux sur le réseau Gaz,
  - o D'acquisition de véhicules électriques par des collectivités,
  - o De travaux d'efficacité énergétique - appel à projet « PROGRES 1 ».
- Les immobilisations corporelles – chapitre 21 – se déclinent en deux types de dépenses pour un montant de 2 M€ :
  - o L'acquisition de matériels bureautiques et informatiques, l'achat de véhicules, l'aménagement des locaux du syndicat (salle de réunion et accueil) pour le compte du SDEC ÉNERGIE,
  - o La construction de réseaux techniques de chaleur pour un montant de 1.5 M€.
- Les chapitres 23 et 4581 concernent les programmes d'investissements sur les réseaux d'électricité et de transition énergétique pour un montant de 42.5 M€ :
  - o Les travaux de raccordement, d'extension et de sécurisation des réseaux,
  - o Les travaux d'effacement des réseaux,
  - o Les travaux sur les réseaux d'éclairage public et de signalisation lumineuse,
  - o Le renouvellement de l'éclairage public intérieur,
  - o Le programme d'efficacité énergétique des bâtiments publics,
  - o Le programme d'efficacité énergétique d'éclairage public.

- Le chapitre 26 est doté de crédits pour 0.2 M€ afin de permettre au SDEC ÉNERGIE d'acquérir des parts sociales dans des sociétés mixtes, dans le cadre de projets de développement territorial orienté vers la Transition énergétique.

**En synthèse :**

Les soldes d'exécution de l'exercice 2022 (y compris les restes à réaliser) sont repris dans le budget primitif 2022, ce qui évite de voter un budget supplémentaire et favorise la lecture du budget 2023.

Le budget primitif principal 2023 s'élève à 126 M€, dont 69.5 M€ en section de fonctionnement et 56.5 M€ en section d'investissement.

Retenons, pour l'essentiel, les points suivants :

- La solidarité financière du budget principal permet au syndicat de porter des programmes d'investissement volontaristes en faveur des réseaux d'électricité et de la transition énergétique ;
- Le syndicat peut donc proposer un accompagnement aux collectivités toujours plus poussé et de qualité en termes d'ingénierie, de conseils et d'aides financières à l'investissement ;
- Pour réaliser ces programmes pour le compte des collectivités, le syndicat doit mobiliser des équipes compétentes et expérimentées, ce qui sous-entend la mise en place d'un plan de recrutement et d'un plan de formation orienté vers des formations certifiantes (*préconisations issues de l'audit organisationnel des services*).

Le projet de Budget principal primitif 2023 est détaillé en annexe D de la note de synthèse jointe à la convocation des élus.

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 2023.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

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

- **VOTE** le budget primitif principal 2023 par nature et par chapitre ; ce budget s'équilibrant à 126 122 250.93 €, dont 69 572 762.67 € en section de fonctionnement et 56 549 488.26 € 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.

**d. Budget principal 2023 - Provisions pour risques et charges du personnel**

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 1er avril 2021, de constituer des provisions pour risques et charges du personnel.

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 en année	Montant annuel de la provision
Risques et charges du personnel	Départ d'agents (rupture conventionnelle, retraite...)	Agents	1	50 000 €
	Contentieux sociaux (cotisations sociales)	Agents ou organismes sociaux	1	50 000 €
Risques pour contentieux de tiers	Contentieux sur l'application des contrats d'achats d'énergie	Fournisseurs de gaz	1	50 000 €
		Fournisseurs d'électricité	1	100 000 €
Risque pour gros entretien	Renouvellement des installations et des équipements des locaux	Sans objet	1	90 000 €
	Renouvellement de matériels et d'équipements des réseaux techniques de chaleur		1	10 000 €
	Remplacement des infrastructures d'éclairage public lors d'aléas climatiques		1	150 000 €
<b>Total</b>				<b>500 000 €</b>

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de constituer les provisions pour risques et charges, comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget principal.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

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

- **DECIDE** de constituer les provisions pour risques et charges, comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget principal ;
- **DECIDE** de doter pour l'année 2023 le montant de ces provisions à hauteur de 500 000€ 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.

Départ de Monsieur Patrick JEANNENEZ.

**e. Subventions 2023 aux tiers publics et privés**

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					
Chapitre et intitulé de la dépense	Budget primitif 2022	Compte Financier Unique 2022	Budget primitif 2023	Tiers bénéficiaires	
65	Accompagnement à la réalisation d'études d'énergie	50 000 €	85 982,10 €	100 000 €	Communes EPCI
	Accompagnement à la compétence "Contribution à la Transition Energétique"	60 000 €	25 538 €	25 000 €	Communes EPCI
	Accompagnement des territoires PACTE	0 €	0 €	35 000 €	EPCI
	Soutien au Fonds de solidarité énergie	20 000 €	10 000 €	40 000 €	CD14
	Financement d'études de faisabilité de rénovation de logements communaux	0 €	0 €	20 000 €	Communes
	Soutien aux familles en situation de précarité (impayés Gaz)	5 000 €	395 €	5 000 €	CCAS
	Divers	10 000 €	1 000 €	30 000 €	Communes EPCI
<b>Sous-total</b>	<b>145 000 €</b>	<b>122 915,10 €</b>	<b>255 000 €</b>		

Subvention de fonctionnement					
Chapitre et intitulé de la dépense	Budget primitif 2022	Compte Financier Unique 2022	Budget primitif 2023	Tiers Bénéficiaires	
65	Soutien à l'amicale du personnel	40 000 €	40 000 €	50 000 €	APSEC
	Soutien aux organismes réalisant des actions de solidarité internationales	13 000 €	5 000 €	5 000 €	Electricien Sans Frontière
	Soutien aux organismes intervenant auprès d'usagers en situation de précarité pour la maîtrise de l'énergie	60 000 €	55 000 €	80 000 €	SOLIHA, INHARI, CDHAT, La Croix Rouge Française, Le Secours Catholique, Le Secours Populaire
	Divers	7 000 €	1 226,80	10 000 €	Offices Tourisme Bayeux Intercom / Pays de Falaise
<b>Sous-total</b>	<b>110 000 €</b>	<b>101 226,80 €</b>	<b>145 000 €</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>265 000 €</b>	<b>224 141,90 €</b>	<b>400 000 €</b>		

Subvention d'investissement					
Chapitre et Intitulé de la dépense	Budget Primitif 2022	Compte Financier Unique 2022	Budget primitif 2023	Tiers bénéficiaires	
204	Compétence Electricité	195 000 €	32 214,23 €	50 000 €	Tiers privés
	Compétence Gaz	20 000 €	0 €	150 000 €	Communes
	Compétence Mobilité durable (achat de véhicules)	165 000 €	36 600,00 €	35 000 €	Communes / EPCI
	Compétence Transition Energétique (contribution TE)	0 €	0 €	60 000 €	Communes / EPCI
	Compétence Transition Energétique (Efficacité énergétique des bâtiments scolaires - PROGRES 2022)	0 €	0 €	625 000 €	Communes / EPCI
	Compétence Transition Energétique (programme ACTEE)	100 000 €	0 €	0 €	
	Compétence Solidarité (travaux de rénovation énergétique)	20 000 €	0 €	80 000 €	Communes / EPCI
<b>TOTAL</b>	<b>500 000 €</b>	<b>68 814,23 €</b>	<b>1 000 000 €</b>		



Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter la répartition des subventions aux tiers publics et privés proposée pour 2023.

#### Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	89	3	92

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 2023 ;
- **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.

Départ de Messieurs Mickaël MARIE et Roland BAUCHET.

#### f. Mise à disposition des ressources

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 et d'investissement de ces deux régies nécessitent la mobilisation de ressources matérielles, techniques, budgétaires et humaines.

Le syndicat propose de mettre à disposition les ressources ci-dessus selon les deux projets de conventions joints en annexe E de la note de présentation jointe à la convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de mettre à disposition les ressources ci-dessus selon les conditions mentionnées dans les deux projets de convention de mise à disposition.

#### Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	87	3	90

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 dite régie « Energies Renouvelables » et régie « Mobilité durable » ;
- **VALIDE** les deux projets de convention de mise à disposition des ressources d'une durée d'un an, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023 ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer lesdites conventions jointes en annexe, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

**g. Gestion pluriannuelle – Autorisation de Programmes et Crédits de Paiement**

La mise en œuvre du contrat de concession d'électricité, pour la période 2018-2048, par le SDEC ÉNERGIE, Enedis et EDF Commerce, prévoit l'instauration d'outils de pilotage des travaux d'investissement au regard des objectifs définis en concertation, à savoir :

- Un schéma directeur d'investissement,
- Des programmes pluriannuels d'investissement à pas de 4 ans,
- Des programmes annuels.

Le SDEC ÉNERGIE assure le suivi du programme pluriannuel d'investissement 2019-2022, par la mise en place d'une gestion budgétaire et comptable pluriannuelle via le dispositif d'autorisation de programmes et de crédits de paiement.

Le Comité Syndical, des 13 décembre 2018 et du 4 avril 2019, a validé la création d'une gestion pluriannuelle des investissements en AP-CP pour la période 2019-2022, qui a été ajusté par délibération du Comité Syndical du 6 février 2020 et du 24 mars 2022.

Le bilan de cette AP-CP est le suivant :

Finalité PPI	Montant ajusté de l'AP 2019-2022	2019		2020		2021		2022		Total mandatés
		Montants votés	Montants mandatés	Montant votés	Montants mandatés	Montants votés	Montants mandatés	Montant des CP	Montants mandatés	
A Renforcement réseau BT en zone rurale	11 000 K€	2 500	2 624	2 800	3 137	2 800	2 416	2 650	2 072	10 249 €
B Sécurisation BT fils nus communes rurales	15 270 K€	4 200	3 079	4 200	3 674	2 700	2 898	2 000	1 939	11 590 €
C Sécurisation BT fils nus communes urbaines	7 100 K€	1 000	109	2 100	1 120	1 600	1 864	1 700	924	4 017 €
D Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	1 710 K€	500	254	800	326	350	310	1 000	280	1 170 €
E Mise en œuvre de travaux sous tension	220 K€	70	0	80	0	70	0	70	0	-
<b>TOTAL</b>	<b>35 300 K€</b>	<b>8 270</b>	<b>6 066</b>	<b>9 980</b>	<b>8 257</b>	<b>7 520</b>	<b>7 488</b>	<b>7 420</b>	<b>5 215</b>	<b>27 026 €</b>

Le total des crédits de paiement pour la période du PPI est de 27 M€ pour une programmation à 33 M€, soit un taux de réalisation de 82 %.

Pour rappel, l'AP portant sur la sécurisation BT des fils nus communes rurales a été estimée sur la base des linéaires fournis par ENEDIS et qui se sont avérés largement supérieurs à la réalité (+30 à 40 %) ; sans cet écart, le taux de réalisation est porté à plus de 90 %.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

**BUDGET ANNEE « ENERGIES RENOUVELABLES »**

**a. Compte Financier Unique 2022**

**La section de fonctionnement**

Les recettes de fonctionnement sont d'un montant de 141 753.09 €, organisées en chapitres :

- Le résultat de fonctionnement reporté 2022 (chapitre 002) d'un montant de 827.64 €.
- Le chapitre d'ordre (042) correspond à la quote-part des subventions d'investissement amorties pour 22 147.74 €.
- La vente d'énergie (chapitre 70) issue de la mise en service des panneaux photovoltaïques sur bâtiments publics pour un montant 91 866.41 €. La nette progression de cette recette s'explique par la mise en service de plusieurs centrales photovoltaïques.
- Les subventions d'exploitation (chapitres 74) correspondent à la participation des collectivités à l'exploitation des panneaux photovoltaïques. Leur montant s'élève à 24 470.73 €.
- Les autres produits de gestion courantes (chapitre 75) intègrent les régularisations de TVA et des remboursements de cautions bancaires pour 2 440.57 €.
- A noter que le chapitre des produits exceptionnels (chapitre 77) doté d'un montant prévisionnel de 17 172.36 € correspond au versement d'une subvention d'équilibre de la section. En 2022 et pour la première fois depuis la création de la régie à autonomie financière « Energies renouvelables », le montant des recettes est suffisamment élevé pour atteindre l'équilibre financier sans avoir recours à une subvention d'équilibre.

Les dépenses de fonctionnement comprennent quatre chapitres pour un montant total de 88 093.49 € :

- Les charges à caractère général (chapitre 011) correspondent à la mise à disposition de moyens généraux du syndicat et aux charges directes (maintenance, exploitation, redevance) pour un montant de 19 572.39 €.
- Les charges du personnel (chapitre 012) proviennent d'une mise à disposition de quatre agents du syndicat représentant 0.5 ETP, soit une dépense de 29 126.12 €.
- La dotation aux amortissements sur immobilisations (chapitre 042) est de 36 894.68 €, comprenant l'amortissement des panneaux photovoltaïques.
- La dotation aux provisions sur immobilisations (chapitre 68) de 2 500€ permet d'anticiper le renouvellement de matériels obligatoires au bon fonctionnement des panneaux photovoltaïques notamment les onduleurs.

**La section d'investissement**

Le montant des recettes d'investissement est de 860 088.24 €. Les recettes d'investissement proviennent de trois sources :

- Le résultat d'investissement reporté 2022 (chapitre 001) est de 730 553.12 €.
- La dotation aux amortissements sur immobilisations (chapitre 040) est de 36 894.68 €, en référence aux dépenses de fonctionnement (chapitre 042).
- Les subventions d'investissement (chapitre 13) s'élèvent à 92 640.44 € venant principalement de la Région.

Les dépenses d'investissement, d'un montant de 192 955.04 €, sont constituées de deux catégories de dépenses :

- Les opérations d'ordre de transfert entre les deux sections (chapitre 040) pour 22 147.74 € ;
- Le financement de l'installation de centrales panneaux photovoltaïques (chapitre 13) d'un montant de 170 807.30 €.

**La formation du compte financier unique 2022**

Le compte financier unique 2022 présente un résultat excédentaire de 720 792.80 €, dont un excédent de 53 659.60 € en section de fonctionnement et un excédent de 667 133.20 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2022 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	a	140 925.45 €
Dépenses 2022	b	88 093.49 €
Résultat 2022	c = a-b	52 831.96 €
Excédent reporté (au 002)	d	827,64 €
<b>Résultat cumulé de fonctionnement</b>	<b>e=c+d</b>	<b>53 659.60 €</b>

Section d'investissement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	m	129 535.12 €
Dépenses 2022 hors résultat reporté	n	192 955.04 €
Résultat 2022	o = m-n	-63 419.92 €
Excédent reporté (au 001)	p	730 553.12 €
<b>Résultat cumulé d'investissement</b>	<b>q=o+p</b>	<b>667 133.20 €</b>

Capacité de financement de la section d'Investissement		
Recettes : Reste à Réaliser	f	0.00 €
Dépenses : Reste à Réaliser	g	2 094.99 €
Résultat des Restes à Réaliser	h=f-g	-2 094.99 €
Résultat cumulé d'investissement	q	667 133.20 €
<b>Capacité de financement</b>	<b>l=h+q</b>	<b>665 038.21 €</b>

Le projet de compte financier unique 2022 est détaillé en annexe F de la note de présentation jointe à la convocation.

**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 2022.**

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 2022 du Budget annexe « Energies Renouvelables » du SDEC ENERGIE.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	TOTAL VOTANTS
152	148	86	3	89

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

- **DECIDE** d'arrêter le compte financier unique 2022 du budget annexe "Energies Renouvelables" du SDEC ENERGIE ;
- **DONNE** quitus 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.**

**b. Affectation du résultat 2022**

Il est proposé d'affecter l'excédent de fonctionnement dégagé par l'exécution du budget 2022 sur le budget 2023 comme suit :

Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	53 659.60 €
Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	667 133,20 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter le résultat 2022.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	87	3	90

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 l'exécution du Budget annexe "Energies Renouvelables" 2022 d'un montant de 53 659.60 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement du budget primitif 2023 ;
- **DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par l'exécution du Budget annexe "Energies Renouvelables" 2022 d'un montant 667 133.20 € au chapitre 001 de la section d'investissement du budget primitif 2023 ;
- **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.

**c. Budget primitif « Energies Renouvelables » 2023**

Les délibérations du Comité Syndical relatives au plan stratégique et au rapport d'orientations budgétaires ont validé le positionnement du syndicat en faveur des actions de Transition Energétique. Cette ambition affichée se retrouve dans les perspectives budgétaires 2023.

**La section de fonctionnement**

Le budget de la section de fonctionnement est fixé à 219 300 €.

Les recettes de fonctionnement sont structurées par six chapitres :

- Le résultat de fonctionnement reporté (inscrit au chapitre 002), issu du compte administratif 2022 pour 53 659.60 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 042) regroupant les amortissements des subventions pour 30 000 €.
- La vente d'électricité (chapitre 70), issue de la production des panneaux photovoltaïques mis en service pour un montant de 100 000 €, défini selon la puissance de la centrale et du prix de rachat, continue de croître au regard, notamment, du nombre de centrales mises en service en 2022 et des conditions d'ensoleillement favorables. Ces produits en augmentation contribuent à l'atteinte de l'équilibre financier de la section de fonctionnement.
- Les subventions d'exploitation (chapitre 74) qui concernent la participation financière des communes, pour 25 000 €.
- Les autres produits de gestion courantes (chapitre 75) pour un montant de 361.13 € réunissent les régularisations de TVA et des annulations ou des réductions de mandats.
- Les produits exceptionnels (chapitre 77), pour 10 279.27 €, correspondant au versement d'une subvention d'équilibre issue du budget principal permettant d'équilibrer la section de fonctionnement.

Les dépenses de fonctionnement prennent en compte :

- Les charges à caractère général (chapitre 011) regroupent deux types de dépenses pour un montant de 60 000 € :
  - o Les charges directes (coût d'exploitation, achat d'énergie, assurance...)
  - o Les charges indirectes calculées selon une clé de répartition qui correspond à la quotité de travail des agents mis à la disposition de la régie « Energies renouvelables »
- Les charges de personnel (chapitre 012) sont estimées à 70 000 €. Elles correspondent, sur la base des dépenses réelles, à la mise à disposition d'agents pour 1 ETP au lieu de 0.5 ETP en 2022 du fait de l'accroissement de sites mis en exploitation.
- Les dépenses imprévues (chapitre 022) qui sont déterminées à 5 000 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 042) sont constituées de dotations aux amortissements pour 45 000 €.
- Les charges de gestion courante (chapitre 65) sont estimées à 2 000 €.
- Les charges exceptionnelles (chapitre 67) qui permettent d'anticiper d'éventuelles charges en cours d'exercice à hauteur de 4 300 €.
- Les provisions pour gros entretiens des panneaux photovoltaïques installés en 2022 sur les bâtiments publics des communes ou des EPCI, permettent de maintenir les infrastructures en bon état de fonctionnement et d'anticiper d'éventuelles dépenses de certaines installations à la demande des collectivités. Ces provisions pour gros entretiens sont imputées au chapitre 68 pour un montant de 25 000 €.
- Les impôts sur les sociétés, calculés sur le résultat de la section de fonctionnement, sont évalués à 8 000 € et sont imputés au chapitre 69.

**La section d'investissement**

Le budget de la section d'investissement est arrêté à 773 000 €.

Les recettes d'investissement sont constituées selon les éléments ci-dessous :

- Le résultat d'investissement reporté 2022 (chapitre 001) de 667 133.20 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 040) déterminées à 45 000 €, composées des amortissements des biens et matériels.

- Les opérations d'ordre à l'intérieur de la section d'investissement (chapitre 041) prennent en compte les écritures comptables des avances forfaitaires pour 20 000 €.
- Le versement de subventions d'investissement issues de la Région Normandie et des collectivités pour l'installation des panneaux photovoltaïques pour un montant de 40 866.80 €.

Les dépenses d'investissement sont dédiées au financement des équipements :

- Les dépenses imprévues pour un montant de 14 538.21 € imputées au chapitre 020.
- Les opérations d'ordre (chapitre 040) définies à 30 000 €.
- Les opérations d'ordre à l'intérieur de la section d'investissement (chapitre 041) prennent en compte les écritures comptables des avances forfaitaires pour 20 000 €.
- Les immobilisations concernant le financement de 7 projets d'installations de panneaux photovoltaïques pour un montant de 708 461.79 € inscrits au chapitre 23.

**En synthèse :**

Les soldes d'exécution de l'exercice 2022 (y compris les restes à réaliser) sont repris dans le budget primitif, ce qui évite de voter un budget supplémentaire et favorise la lecture du budget primitif 2023.

Le budget primitif de la régie « EnR » est de 992 300 € répartis en 219 300 € en section de fonctionnement et en 773 000 € en section d'investissement.

Retenons, pour l'essentiel, les points suivants :

- L'activité de cette régie « Energies renouvelables » en forte croissance nécessite de reconsidérer les ressources mises à disposition. Il est donc proposé de mobiliser 1 ETP en termes de moyens humains ;
- La section de fonctionnement dégage un résultat au BP 2023 est proche de l'équilibre financier et limitant le besoin de produits exceptionnels d'équilibre (17 000 € au BP 2022 pour 10 000 € au BP 2023)
- La section d'investissement permet le financement de 7 nouveaux projets d'installation de panneaux solaires sur bâtiments publics en 2023 ;
- La dotation initiale attribuée en 2018 d'un montant de 1.5 M€ sera totalement consommée au 31 décembre 2023. Ce n'est pas moins de 25 projets qui ont été portés par le syndicat depuis 2018.

Pour 2024, le modèle économique devra évoluer afin d'assurer la pérennité de ce service public pour à la fois répondre aux demandes nombreuses des collectivités et pour contribuer pleinement aux enjeux de transition énergétique fortement encouragés par les politiques et programmes publics de l'Etat.

Le projet de Budget annexe « EnR » primitif 2023 est détaillé en annexe G de la note de présentation jointe à la convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de voter le budget primitif annexe "Energies Renouvelables - EnR" 2023.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	87	3	90

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 - EnR" 2023 par nature et par chapitre ; ce budget s'équilibrant à 992 300 € dont 219 300 € en section de fonctionnement et 773 000 € 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.

**d. Budget annexe "Energies renouvelables" 2023 - 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), par délibération du Comité Syndical du 6 février 2020, qui a été mise à jour par délibération du Comité Syndical du 1<sup>er</sup> avril 2021 et du 24 mars 2022.

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

Objet de la provision pour gros entretien	Bâtiments publics portant les panneaux photovoltaïques	Montant total	Durée	Date de la provision		Montant annuel
				Début	Fin	
Renouvellement des onduleurs des différentes unités de production	Gymnase intercommunal à SAINTE HONORINE DU FAY (VALLEE ORNE ET ODON)	4 600 €	20	01/01/2020	01/01/2040	230 €
	Atelier municipal à SUBLES	1 000 €	20	01/01/2020	01/01/2040	50 €
	Centre Aquatique Aquanacre à DOUVRES LA DELIVRANDE (CŒUR DE NACRE)	5 500 €	20	01/01/2020	01/01/2040	275 €
	Prébo'Cap à VILLERS BOCAGE (PRE BOCAGE INTERCOM)	1 200 €	20	01/01/2020	01/01/2040	60 €
	Eglise à BREMOY	1 700 €	20	01/01/2020	01/01/2040	85 €
	Salle des fêtes à LIVAROT PAYS D'AUGE	7 300 €	20	01/01/2020	01/01/2040	365 €
	Gymnase communal Pierre Roux à DOUVRES LA DELIVRANDE	6 500 €	20	01/01/2020	01/01/2040	325 €
	Hall des sports Clément MOISI à DOUVRES LA DELIVRANDE	8 500 €	20	01/01/2020	01/01/2040	425 €
	Ecole de musique de Vassy à VALDALLIERE	3 700 €	20	01/01/2020	01/01/2040	185 €
	Pôle enfance jeunesse à HERMANVILLE SUR MER	17 802 €	20	01/01/2021	01/01/2041	900 €
	Ecole primaire à POTIGNY	5 973 €	20	01/01/2021	01/01/2041	300 €
	Bâtiment Action Solidaire Intercommunal à LUC-SUR-MER	8 000 €	20	01/01/2022	01/01/2042	400
	Salle multi-activités à FONTAINE ETOUPEFOUR	11 000 €	20	01/01/2022	01/01/2042	550
	Ecole à FONTAINE ETOUPEFOUR	8 000 €	20	01/01/2022	01/01/2042	400
	Atelier à CAMBREMER	12 000 €	20	01/01/2022	01/01/2042	600
	Ecole élémentaire à CUVERVILLE	11 000 €	20	01/01/2022	01/01/2042	550
	Gymnase à FEUGUEROLLES BULLY	28 000 €	20	01/01/2023	01/01/2043	1 400
	Salle des fêtes à LIVAROT	2 400 €	20	01/01/2023	01/01/2043	120
	PSLA à CAUMONT SUR AURE	32 000 €	20	01/01/2023	01/01/2043	1 600
	PSLA à VILLERS BOCAGE	28 000 €	20	01/01/2023	01/01/2043	1 400
Dépose du matériel en fin de vie (Toutes les installations)		10 000 €		01/01/2021	01/01/2041	14 780
						<b>25 000 €</b>

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter la mise à jour de la liste des provisions pour gros œuvre proposée.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	87	3	90

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** de doter pour l'année 2023 le montant cumulé de ces provisions à hauteur de 25 000 € 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.

Départ de Monsieur Franck JOUY.

**BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE »**

**a. Compte Financier Unique 2022**

**La section de fonctionnement**

D'un montant réel de 748 674,13 €, les recettes de fonctionnement sont constituées :

- Du résultat de fonctionnement reporté 2022 (chapitre 002), pour un montant de 1 109.49 €.
- Des opérations d'ordre (chapitre 042) de 155 593.91 € qui rassemblent les quotes-parts des subventions des immobilisations.
- De la vente de services (chapitre 70) aux usagers des bornes de recharges de 369 569.95 €. Le montant de cette recette a été multiplié par 2 entre l'exercice 2021 et l'exercice 2022. Cette forte hausse résulte du développement de la mobilité électrique (davantage de véhicules électriques en circulation), de la fréquentation accrue des bornes et de la revalorisation des forfaits pris en charge par les usagers).
- Du versement de subventions d'exploitation (chapitre 74) par les collectivités de 4 400.01 €.
- Les autres produits de gestion courantes (chapitre 75) intègrent les régularisations de TVA pour 0.77 €.
- Des produits exceptionnels (chapitre 77) à hauteur de 218 000 € correspondant au versement de la subvention d'équilibre de la section de fonctionnement.

Le niveau de la subvention d'équilibre continue de décroître (passant de 350 000 € à un peu plus de 200 000 € en 2022) depuis la création de la régie « Mobilité durable » en 2018 ; ceci s'explique au principal par effet combiné du développement du parc d'automobiles électriques et de la révision des tarifs payés par les usagers des IRVE.

Les dépenses de fonctionnement s'élevant à 742 665,84 € sont réparties comme suit :

- Les charges à caractère général (chapitre 011) qui correspondent à la mise à disposition des moyens généraux du syndicat et des prestations d'exploitation, maintenance et de télégestion à hauteur de 391 470.65 €. Elles sont conformes aux prévisions budgétaires.
- Les charges du personnel (chapitre 012) proviennent d'une mise à disposition d'agents du syndicat représentant 1 ETP, soit une dépense de 60 218.51 €.

- Les opérations d'ordre (chapitre 042) de 290 782.68 € qui correspondent aux dotations aux amortissements des immobilisations.
- Le résultat excédentaire génère le règlement d'impôts sur les sociétés dont le montant est de 194 € imputé au chapitre 69.

**La section d'investissement**

Les recettes d'investissement d'un montant de 3 467 636,43 € sont constituées de trois ressources :

- Le résultat d'investissement reporté 2022 (chapitre 001) fixé à 3 155 919,79 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 040) de 290 782.68 € qui sont le reflet du chapitre 042 des dépenses de fonctionnement.
- Les subventions d'investissement (chapitre 13) pour 20 933.96 €.

Les dépenses d'investissement s'élevant au total à 722 177.40 €, sont réparties en quatre chapitres :

- Les dépenses d'ordre inscrites en dépenses d'investissement pour un montant de 155 593.91 € en référence au chapitre 042 des recettes de fonctionnement.
- Les dépenses inscrites au chapitre 20 regroupent l'acquisition de solutions informatiques et la prestation extérieure pour la réalisation du schéma directeur IRVE. Son montant est de 67 621.00 €.
- Les immobilisations corporelles (chapitre 21), pour un montant de 29 076.43 €, concernent l'acquisition de matériels accessoires aux IRVE (exemple : antennes, prises, compteurs ...).
- Les dépenses d'installations de bornes de recharge sont mandatées au chapitre 23 pour un montant de 469 886.06 €. Cet investissement a bénéficié du plan de relance.

**La formation du compte financier unique 2022**

Le compte financier unique 2022 présente un résultat excédentaire de 2 751 467.32 €, dont un excédent de 6 008.29 € en section de fonctionnement et un excédent de 2 745 459.03 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2022 se présentent comme suit :

Section de fonctionnement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	a	747 564.64 €
Dépenses 2022 hors résultat reporté	b	742 665.84 €
Résultat 2022	c = a-b	4 898,80 €
Excédent reporté (au 002)	d	1 109.49 €
<b>Résultat cumulé de fonctionnement</b>	<b>e=c+d</b>	<b>6 008,29 €</b>

Section d'investissement		
Recettes 2022 hors résultat reporté	m	311 716.64 €
Dépenses 2022 hors résultat reporté	n	722 177.40 €
Résultat 2022	o = m-n	-410 460.76 €
Excédent reporté (au 001)	p	3 155 919.79 €
<b>Résultat cumulé d'investissement</b>	<b>q=o+p</b>	<b>2 745 459.03 €</b>

Besoin de financement de la section d'Investissement		
Recettes : Reste à Réaliser	f	0.00 €
Dépenses : Reste à Réaliser	g	279 251.40 €
Résultat des Restes à Réaliser	h=f-g	-279 251.40 €
Résultat cumulé d'investissement	q	2 745 459.03 €
<b>Capacité de financement</b>	<b>i=h+q</b>	<b>2 466 207.63 €</b>

Le projet de compte financier unique 2022 est détaillé en annexe H de la note de présentation jointe à la convocation.

**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 du budget annexe "Mobilité Durable - MD" 2022.**

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 2022 du Budget annexe « Mobilité Durable » du SDEC ENERGIE.

**→ Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	85	3	88

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

- **DECIDE** d'arrêter le compte financier unique 2022 du budget annexe "Mobilité Durable - MD" du SDEC ENERGIE ;
- **DONNE** quitus 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.**

Départ de Monsieur Romain BAIL.

**b. Affectation du résultat 2022**

Il est proposé d'affecter l'excédent de fonctionnement dégagé par l'exécution du budget 2022 sur le budget primitif 2023 comme suit :

Chapitre 002	Résultat de fonctionnement reporté	6 008,29 €
Chapitre 001	Résultat d'investissement reporté	2 745 459,03 €

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 2022.

**Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	85	3	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 l'exécution du Budget annexe "Mobilité Durable - MD" 2022 d'un montant de 6 008.29 € au chapitre 002 de la section de fonctionnement du budget primitif 2023 ;
- **DECIDE** de reporter l'excédent d'investissement dégagé par l'exécution du Budget annexe "Mobilité Durable - MD" 2022 d'un montant de 2 745 459.03 € au chapitre 001 de la section d'investissement du budget primitif 2023 ;
- **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.

### c. Budget primitif « Mobilité durable » 2023

#### La section de fonctionnement

Le budget de la section de fonctionnement est fixé à 1 155 500 €.

Les recettes de fonctionnement sont composées de cinq sources de financement :

- Le résultat de fonctionnement reporté (chapitre 002), issu du compte administratif 2022, soit un montant de 6 008.29 €.
- Les opérations d'ordre au chapitre 042 sont évaluées à 200 000 €.
- Le montant de la vente de services (chapitre 70) estimé à 700 000 €, est déterminé sur la base d'une hausse de 40% du nombre de sessions annuelles (directement lié à la progression de véhicules électriques mis en service) et d'une augmentation de 40% des tarifs aux usagers, permettant de compenser le doublement du prix de fourniture d'électricité.
- Les subventions d'exploitation (chapitre 74) concernent la participation financière des communes pour l'exploitation, la maintenance des bornes de recharges, pour 20 000 €.
- Les produits exceptionnels qui correspondent au versement d'une subvention d'équilibre prévisionnelle de 229 491.71 €, issue du budget principal permettant d'équilibrer la section de fonctionnement.

Les dépenses de fonctionnement prennent en compte :

- Les charges à caractère général (chapitre 011), d'un montant de 679 000 € regroupent deux types de dépenses :
  - o Les charges directes (coût d'exploitation, achat d'énergie en forte augmentation, ...)
  - o Les charges indirectes calculées selon une clé de répartition qui correspond à la quotité de travail des agents mis à la disposition de la régie « Mobilité durable », soit 1.5 ETP.
- Les charges de personnel (chapitre 012) sont évaluées à 97 500 €. Elles correspondent, sur la base des dépenses réelles, à la mise à disposition d'agents pour 1.5 ETP en 2023 (1 ETP en 2022).
- Les dépenses imprévues (chapitre 022) permettent de faire face à des charges non identifiées à l'élaboration du budget soit 9 000 €.
- Les dotations aux amortissements (chapitre 042) relatives au patrimoine de la régie à autonomie financière, constitué des IRVE, pour 350 000 €.
- Les autres charges de gestion courante (chapitre 65) sont établies à 1 000 €.
- Les charges exceptionnelles (chapitre 67) permettent d'anticiper d'éventuelles charges en cours d'exercice pour un montant de 2 000 €.
- Les provisions pour gros entretien des IRVE sont constituées afin de maintenir les infrastructures en bon état de fonctionnement. Ces provisions pour gros entretien sont imputées au chapitre 68 pour un montant de 16 000 €.
- Le résultat de la section de fonctionnement 2022 étant légèrement excédentaire, l'impôt sur les sociétés à imputer au chapitre 69 est évalué à 1 000 €.

#### La section d'investissement

Le budget de la section d'investissement est fixé à 3 345 460.00 €.

Les recettes d'investissement sont composées de trois sources :

- Le résultat d'investissement reporté (chapitre 001) à hauteur de 2 745 459.03 €.
- Les opérations d'ordre (chapitre 042) correspondant aux infrastructures IRVE pour un montant de 350 000 €. Elles se retrouvent également en dépenses de fonctionnement.
- Les subventions d'investissement (chapitre 13) qui assurent le financement des infrastructures de mobilité durable pour 250 000.97 €. Elles proviennent principalement de l'Etat via le programme FACÉ.

Les dépenses d'investissement sont structurées comme suit :

- Les dépenses imprévues (chapitre 020) pour 100 000 €.
- Les dépenses d'ordre, imputées au chapitre 040, pour un montant de 200 000 €.
- Les immobilisations incorporelles (chapitre 20) qui concernent notamment l'achat de solutions informatiques pour 100 000 €.
- Les immobilisations corporelles, au chapitre 21, correspondent à l'acquisition de matériels (antennes de réception, prises de branchements) pour un montant de 150 000 €.
- Les immobilisations en cours (chapitre 23) qui correspondent à l'installation de bornes de recharge rapide ou accélérée d'un montant de 2 795 460 €.

#### En synthèse :

Les soldes d'exécution de l'exercice 2022 (y compris les restes à réaliser) sont repris dans le budget primitif, ce qui évite de voter un budget supplémentaire et favorise la lecture du budget primitif 2023.

Le budget annexe « MD » 2022 s'élève à 4 500 960 €, dont 1 155 000 € en section de fonctionnement et 3 345 460 € en section d'investissement.

Retenons, pour l'essentiel, les points suivants :

- L'activité de cette régie « Mobilité durable » en forte croissance nécessite de reconsidérer les ressources mises à disposition. Il est donc proposé de mobiliser 1.5 ETP en termes de moyens humains suite au recrutement en cours d'année d'un technicien, soit en année pleine (2024) : 2 ETP ;
- Le résultat financier de la section de fonctionnement suit une trajectoire tendant progressivement à l'équilibre financier par effet de l'augmentation du nombre de sessions (+40 %) et des tarifs aux usagers (+40 %) ;
- La section d'investissement permet le financement de près de 100 nouvelles bornes (1 borne = 2 points de charge) afin de continuer à proposer un service public accessible à tous les usagers sur l'ensemble du territoire et de s'inscrire dans les recommandations du SD IRVE ;
- La dotation initiale attribuée en 2018 d'un montant de 2.5 M€ permet au SDEC ÉNERGIE de poursuivre une politique ambitieuse d'investissement, dans un souci de satisfaire aux sollicitations des collectivités adhérentes, mais aussi pour s'inscrire dans les orientations de l'Etat qui fait de la mobilité durable une priorité stratégique du pays.

Le projet de Budget annexe « Mobilité Durable » primitif 2023 est détaillé en annexe I de la note de présentation jointe à la convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de voter le budget primitif annexe « Mobilité Durable » 2023.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	85	3	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 - MD" 2023 par nature et par chapitre ; ce budget est déterminé à 4 500 960 €, dont 1 155 500 € en section de fonctionnement et 3 345 460 € 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.

Départ de Monsieur Alain MARIE.

**d. Budget annexe "Mobilité Durable" 2023 - 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 délibération du Comité Syndical du 6 février 2020.

Le syndicat actualise la provision pour gros entretien en considérant que la provision porte sur la moitié du parc d'IRVE au 31 décembre 2022.

Objet de la provision pour gros entretien	Volume	Montant total	Durée	Montant annuel de la provision
Remplacement des composants électroniques	Toutes les bornes en service	160 000 €	10	16 000 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter, la mise à jour de la liste des provisions pour gros entretien proposée.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	84	3	87

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

- **DECIDE** de constituer les provisions pour gros entretiens comme des opérations d'ordre semi-budgétaires, au budget annexe « Mobilité Durable » ;
- **DECIDE** de doter le montant de ces provisions pour l'année 2023 à hauteur de 16 000 € pour couvrir le remplacement des composants électroniques des bornes installées ;
- **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 Abderrahman BOUJRAD et de Madame Anne-Marie RANSON.

**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.

Madame la Présidente propose au Comité Syndical de se prononcer sur les 11 nouveaux projets présentés :

- > Montant total des travaux HT : 832 311.67 €
- > Montant global de la participation communale : 497 158.76 €
  - o Montant des fonds de concours : 493 006.11 €
  - o Montant du solde de fonctionnement : 4 152.65 €

La liste de ces dossiers a été transmise aux représentants du Comité Syndical, annexe J de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver cette liste de 11 nouvelles demandes.

→ Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	82	3	85

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

- **APPROUVE** la liste des 11 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours pour un montant total de 493 006.11 € ;
- **DIT** que les fonds de concours seront imputés en recette 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.

**FRAIS INTERNES DE MAITRISE D'OUVRAGE ET DE MAITRISE D'ŒUVRE**

Pour rappel, les frais internes afférents à l'exercice d'une compétence transférée – exploitation et maintenance des installations d'éclairage public, de signalisation lumineuse, de centrale photovoltaïque, d'un réseau de chaleur... sont pris en charge par les collectivités bénéficiaires de cette compétence.

Concernant la compétence IRVE, ces frais internes et externes d'exploitation et de maintenance sont couverts exclusivement par les recettes provenant de l'utilisation de ces bornes et ce, par délibérations renouvelées du Comité Syndical.

En revanche, le SDEC ÉNERGIE applique depuis de nombreuses années des frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, et ce, sur différentes natures d'investissement qu'il réalise, à savoir :

- Pour les opérations éligibles aux financements de tiers :
  - o Eclairage et signalisation lumineuse : assureurs (en cas de sinistre) et redevance R2, fonds vert, ACTEE ....
  - o Réseaux électriques : raccordement pour la PCT, renforcement, sécurisation et effacement des réseaux pour le FACÉ, la redevance R2 .... et pour la détermination pour chaque ouvrage de réseau d'électricité de la VRG - Valorisation Comptable des Remises Gratuites.
- Pour l'implantation d'une borne de recharge pour véhicules électriques : depuis 2014, forfait de 847 € supporté par la collectivité.

Les taux actuellement appliqués sont restés inchangés depuis une délibération de mars 2018 - 2018-03/BS/DB-26 (travaux d'électricité = 9.5 % et travaux d'éclairage public = 8.5 %).

Au vu de la disparité des taux et des modes de calcul de ces frais internes (forfaitaires ou au % des travaux HT), de l'ancienneté de leur détermination compte tenu notamment de l'évolution récente du contexte économique, il sera proposé d'adopter les principes suivants :

1. Pour des investissements dont le bénéficiaire est une collectivité membre du syndicat qui contribue au financement du projet :
  - a. Il n'est pas appliqué de frais internes de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage.
  - b. Il est appliqué des frais externes de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage (bureaux d'étude ...) sauf dispositions particulières et sur délibération spécifique du Bureau Syndical.
2. Pour calculer la contribution d'un tiers financeur privé ou public (qui n'est pas une collectivité membre du syndicat) à un projet d'investissement :
  - a. Il est appliqué des frais internes de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage quelle que soit la nature des investissements concernés : réseaux d'électricité, d'éclairage public, de signalisation lumineuse, photovoltaïque, efficacité énergétique ....
  - b. Ce taux s'applique aussi pour la détermination pour chaque ouvrage de réseau d'électricité de la VRG - Valorisation Comptable des Remises Gratuites.
3. Pour certaines opérations où il est nécessaire de distinguer frais internes ou externes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, des dispositions particulières pourront être actées par délibération spécifique.
4. Quand il doit s'appliquer, le taux de frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, s'établit à 10% du coût HT de l'investissement.
5. Ces dispositions s'appliqueront à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 et tant qu'elles ne seront pas modifiées par délibération du Comité Syndical, resteront applicables.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter les nouvelles modalités de mise en œuvre des frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre proposées.

#### Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	82	3	85

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

- **APPLIQUE** les nouvelles modalités de mise en œuvre des frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre comme énoncées ci-dessus, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 ;

- **DIT** que ces frais internes de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre sont de 10 % du coût HT de l'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.

#### CONTRIBUTIONS ET AIDES FINANCIÈRES 2023

Les propositions de contributions et d'aides financières 2023 sont présentées en annexe K de la note de présentation jointe à la convocation.

Les modalités d'aides pour l'année 2023 sont conformes aux orientations budgétaires actées par délibération du Comité Syndical le 9 février dernier.

Elles sont établies, à la fois dans le cadre du projet stratégique du syndicat, des conclusions des Débats d'Orientations Budgétaires et de la mise en œuvre du Programme Pluriannuel d'Investissement déclinant les objectifs inscrits au schéma directeur des investissements.

Elles traduisent, l'effort du Syndicat à maintenir le niveau des investissements sur les réseaux d'électricité et d'éclairage public mais aussi à renforcer progressivement les investissements et les actions d'accompagnement en faveur de la Transition énergétique.

Elles s'inscrivent globalement dans la continuité des contributions et aides financières votées pour 2022 avec quelques adaptations portant notamment sur :

- o Transition énergétique :
  - ✓ Majoration du taux d'aides pour le CEP niveau 2 (*intégration de l'audit dans le coût du service*),
  - ✓ Nouvelle aide concernant la rénovation des établissements scolaires avec l'appel à projet « PROGRES ».
- o Solidarité :
  - ✓ Création d'une aide pour le financement d'étude de faisabilité pour des projets de rénovation de logements communaux à vocation sociale,
  - ✓ Suppression des aides aux impayés gaz (Antargaz et Primagaz) car avec l'élargissement des critères du FSE, les demandeurs sont dorénavant éligibles.
- o Effacement des réseaux :
  - ✓ Majoration des aides à la suppression des fils nus en communes urbaines.
- o Raccordement au réseau d'électricité pour projet privé :
  - ✓ Diminution du taux d'aide pour certains projets financés par le privé.
- o Eclairage public :
  - ✓ Majoration du taux d'aide pour renouvellement des foyers et mâts > 30 ans,
  - ✓ Aide pour le pilotage permettant l'allumage et l'extinction de l'éclairage en fonction du besoin,
  - ✓ Aide pour sécuriser par l'éclairage les passages piétons.
- o Signalisation lumineuse :
  - ✓ Aide pour le passage en tout leds des carrefours.

Le barème de raccordement au réseau public d'électricité, validé par délibération du Comité Syndical du 1<sup>er</sup> avril 2021 reste inchangé.

Concernant les contributions (Forfaits), sur la base de l'augmentation des prix, selon la formule de révision des différents marchés publics permettant d'exécuter les prestations relevant de l'exercice de chacune des compétences, il est constaté une dérive générale des prix de l'ordre de 5.6 %.

Après plusieurs simulations financières, il est proposé de faire évoluer les prix des différents forfaits (éclairage public, signalisation lumineuse, chaleur ...) 2023 de 2 %, les 3.6 % restants étant supportés par le syndicat.

Ponctuellement et donc à la marge, certains forfaits peuvent être affectés d'une augmentation différente.

**a. Eclairage public**

o **Bilan du budget de maintenance 2022 et prévisions 2023**

	DEPENSES en €	
	2022 réalisé	2023
Travaux de maintenance : systématique, préventif, petites réparations, contrôle des mâts, DT/DICT, logiciel de gestion des factures d'énergie ...	2 334 571	2 726 000
Télégestion – Panneaux à Message Variable	2 072	7 000
Télésurveillance	0	46 000
Frais d'assurance	17 000	17 000
Géo référencement du réseau	397 552	300 000
Frais de gestion interne	397 900	400 000
CCTE : Trame noire et expérimentation	0	50 000
<b>Total dépenses</b>	<b>3 149 095</b>	<b>3 546 000</b>

	RECETTES en €	
	2022 réalisé	2023
Report résultat année (n-1)	815 591	816 191
Contribution des adhérents à la maintenance – forfaits de base	3 153 926	3 414 633
Contribution des adhérentes aux options – visite supplémentaire et nettoyage, option - éclairage festif - réglages horaires		
FCTVA	0	100 000
<b>Total recettes</b>	<b>3 964 686</b>	<b>4 330 886</b>
Report année n+1	816 191	784 286

Le report potentiel fin 2023 sera mobilisé pour :

- Amortir, pour partie, les effets du renouvellement des marchés de maintenance des installations, qui mobilise près de 70 % des dépenses nécessaires à cette compétence ; ces marchés seront renouvelés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024 et il est probable qu'ils intègrent l'impact sur la dérive des prix constaté en 2022 et 2023.
- Le nouveau cycle de maintenance 2024/2027 prévoit explicitement la première année – 2024 – des actions renforcées de maintenance et donc une facturation plus forte en 2024 ; cette dépense est couverte par le report de l'année 2023.

o **Forfaits et prestations optionnelles 2023**

**1) Forfaits annuels sur la base de l'âge des foyers :**

Le Bureau Syndical propose de réviser la grille des forfaits basés sur l'âge des réseaux, selon les dispositions suivantes :

Forfait basé sur l'âge des réseaux		2022	2023
les 2 premières années		10,10	10,30
2, 3, 4 ans		24,20	24,70
de 5 à 9 ans		28,30	28,90
de 10 à 19 ans		32,30	32,90
de 20 à 24 ans		36,40	37,10
de 25 à 29 ans		40,40	41,20
supérieur à 30 ans		44,40	45,30
Balisage et mise en valeur par la lumière de faible puissance (< 40 watts)	inférieur à 25 ans	17,60	18,00
	supérieur ou égal à 25 ans	28,60	29,20

**2) Forfaits annuels sur la base des types de lampe**

Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, 132 collectivités relevaient de ce type de forfait, au 1<sup>er</sup> janvier 2022, leur nombre était de 100 et au 1<sup>er</sup> janvier 2023, elles sont au nombre de 86.

Il est prévu que les communes qui ne se seront pas engagées à renouveler leur patrimoine supérieur à 30 ans au 31 décembre 2023 par la validation d'un devis ou d'une convention, ne pourront plus bénéficier de ce forfait.

Il leur sera appliqué le forfait basé sur l'âge des réseaux.

	2022	2023
Foyer de faible puissance (< 40 watts)	17,60	18,00
Foyer équipé de leds quelle que soit la puissance	25,90	26,40
Foyer avec ballon fluorescent	35,80	36,50
Foyer à lampes sodium, iodure et autres sources	32,00	32,60
Foyer spécifique (hauteur > 18 m et lampe >= 1000W)	42,40	43,20

**3) Prestations Optionnelles (en €)**

		2022	2023
Visite au sol supplémentaire : par foyer et par visite au sol		0,60	0,70
Nettoyage supplémentaire : par foyer		12,30	12,50
Changement heures de fonctionnement	1 <sup>ère</sup> armoire	56,90	58,00
	armoires suivantes	8,30	8,50
Vérification technique, pose, dépose et stockage d'installations d'illumination festive comprenant le dépannage éventuel	Motif avec armature posé sur mât, poteau ou façade sur dispositif d'accrochage existant ou à réaliser	62,20	63,40
	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 existant ou à réaliser	153,00	156,10
	Motif ou guirlande d'illumination dans un arbre, quelle que soit la longueur de la guirlande	107,50	109,70
	Guirlande d'illumination ou rideau lumineux en linéaire sur façade, par tronçon de 10 mètres	93,00	94,90
Maintenance d'une caméra de vidéosurveillance et d'un radar pédagogique installée par le SDEC ENERGIE		51,30	52,30
Maintenance d'un Panneau à Messages Variables (PMV) installé par le SDEC ENERGIE	Avant le 01/01/2022	90,00	91,80
	A partir du 01/01/2022	210,00	214,20

#### 4) 100 % lumière

L'appel de fonds dans le cadre du 100 % lumière reste inchangé et les valeurs du 100 % lumière restent identiques, à savoir :

Commune	Contribution de la commune par foyer	Droit à travaux par foyer	Taux d'aide
Villes A	15.30 € net	22,95 € TTC	20 %
Communes B1	10.20 € net	16,32 € TTC	25 %
Communes B2 & C	10.20 € net	17,50 € TTC	30 %

#### b. Signalisation Lumineuse

Au même titre que les forfaits d'éclairage public, le Bureau Syndical propose une évolution des forfaits des carrefours les plus anciens de 5 % et des carrefours leds de 2 %, permettant ainsi d'établir le budget et les forfaits suivants :

##### o Bilan 2022 et Prévisions 2023

	DEPENSES en €	
	2022 réalisé	2023
Travaux de maintenance (préventif, systématique, petites réparations, contrôle des mâts, DT/DICT ...)	128 015	163 000
Géo référencement du réseau	2 608	20 000
Frais de gestion interne	15 368	17 000
Frais de télécommunications	10 043	11 000
<b>Total dépenses</b>	<b>156 035</b>	<b>211 000</b>

	RECETTES en €	
	2022 réalisé	2023
Report résultat n-1	63 755	75 334
Contribution des adhérents	167 614	180 000
<b>Total recettes</b>	<b>231 369</b>	<b>255 334</b>
Report année n+1	75 334	44 318

#### 1) Forfaits annuels 2023 – carrefour non équipé tout leds (en €) :

	2022	2023
Feu principal	102,00	107,10
Répétiteur trafic, signal piéton complémentaire ou isolé, poteau ou potelet	50,00	52,50
Potence	109,40	114,90
Armoire	197,90	207,80

#### 2) Forfaits annuels 2023 – carrefour équipé tout leds (en €) :

	2022	2023
Feu principal	97,00	98,90
Répétiteur trafic, signal piéton complémentaire ou isolé, poteau ou potelet	47,60	48,60
Potence	103,80	105,90
Armoire	197,90	201,90

#### c. Mobilité bas carbone

L'équilibre budgétaire de la régie mobilité est recherché à terme. La poursuite de l'augmentation des sessions de charges attendue (de l'ordre de 40 % en 2023) ; cumulée à une augmentation des tarifs de recharge doivent permettre de tendre vers cet objectif.

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 40 % en moyenne.

Cette évolution pourrait s'appliquer de la manière suivante :

Recharge d'une puissance :	Tarification 2022 (€/min)	Tarification 2023 (€/min)	Augmentation (€/min)
≤ à 4 kVa	0,014	0.015	7 %
> 4 à kVa et ≤ à 8 kVa	0,029	0.045	55 %
> à 8 kVa et ≤ à 15 kVa	0,057	0.075	32 %
> à 15 kVa et ≤ à 30 kVa	0,086	0.135	57 %
> à 30 kVa et ≤ à 55 kVa	0,286	0.310	8 %
> 55kVa	0,495	0.900	82 %

Par ailleurs, la majoration pour immobilisation du service (recharge terminée et véhicule encore branché) sera portée de 0,10 €/min à 0,20 €/min.

L'augmentation de 82 % du dernier palier est faite pour rattraper un prix 2022 qui n'est pas en adéquation avec le marché existant.

Cette révision tarifaire devra être adaptée chaque année, à la réalité constatée de l'évolution du coût de l'électricité.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter les contributions et aides financières 2023.

#### Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
<b>152</b>	<b>148</b>	<b>82</b>	<b>3</b>	<b>85</b>

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 2023, 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 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.

Départ de Messieurs Lionel MARIE, Thierry SAGET, Serge RICCI, Jean-Yves GUENNOG.

## CONDITIONS D'EXERCICE DES COMPETENCES OPTIONNELLES

### CONDITIONS D'EXERCICE DE LA COMPETENCE « ECLAIRAGE PUBLIC »

L'actualisation pour 2023 des conditions administratives, techniques et financières de la compétence « Eclairage Public » est mineure.

Elle est proposée au Comité Syndical (en annexe L de la note de présentation jointe à la convocation - adaptations par rapport à 2022 surlignées en jaune).

Pour l'essentiel, les modifications portent sur :

#### - Article 2 : Ouvrages mis à disposition :

Lorsque ces installations accueillent un dispositif ou équipement communicant (à titre d'exemple : les équipements de vidéoprotection, de panneaux à messages variables (PMV), ~~de sonorisation~~, l'exercice de la compétence par le syndicat peut comprendre l'acquisition et/ou la gestion, des dispositifs de raccordement de l'équipement communicant à l'installation d'éclairage public et, des dispositifs ou équipements périphériques et terminaux (caméras, panneaux à messages variables, radars pédagogiques...), ainsi que des logiciels nécessaires au fonctionnement de tous ces dispositifs ou équipements communicants.

#### - Article 4 : Travaux d'investissement

Au point 2, relatif aux travaux bénéficiant de participations financières du SDEC ÉNERGIE, la liste des équipements spécifiques visant à l'apport de nouveaux services est complétée par les radars pédagogiques.

#### - Article 7 : Visite d'entretien préventif

Intégration des radars pédagogiques :

##### PANNEAUX A MESSAGES VARIABLES, RADARS PEDAGOGIQUES : 1 VISITE ANNUELLE

- Le nettoyage des panneaux à messages variables, de radars pédagogiques (cette opération se fait avec soin, avec un nettoyant approprié),
- La vérification du bon fonctionnement des panneaux ou radars pédagogiques.

#### - Article 8 : Renouvellement périodique des sources lumineuses (hors matériel LED)

Ajout du paragraphe suivant :

Pour les appareils fonctionnant occasionnellement : le remplacement périodique des sources utilisées de façon occasionnelle (par exemple : éclairage de stade) dont la durée de vie ne peut être calculée sont remplacées en cas de panne.

#### - Article 9 : Dépannages et petites réparations

##### VIDEO-PROTECTION :

Précision rajoutée pour la vérification des masques de protection et la vérification des enregistrements de la vidéo protection.

##### PMV ET RADAR PEDAGOGIQUE

Ajout de l'allumage et l'extinction des radars pédagogiques.

#### - Article 24 : Prestations optionnelles

Pour le 100 % lumière, il est précisé pour l'ensemble des appareils de la commune : hors stades et autres terrains sportifs.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter la mise à jour des conditions techniques, administratives et financières visant l'exercice de la compétence « Eclairage Public » proposée.

#### Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « Eclairage Public » :

REPRESENTANTS COMPEANCE EP	REPRESENTANTS COMPETENCE EP EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	78	3	81

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 « IRVE »

L'actualisation des conditions administratives, techniques et financières de la compétence « infrastructures de charge pour véhicules électriques » est proposée au Comité Syndical (en annexe M de la note de présentation jointe à la convocation - adaptations par rapport à 2022 surlignées en jaune).

Elle porte essentiellement sur la modification de la tarification Mobisdec présentée au point C-6.c de la présente note.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter la mise à jour des conditions techniques, administratives et financières visant l'exercice de la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques » proposée.

**Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques » :**

REPRESENTANTS COMPETENCE IRVE	REPRESENTANTS COMPETENCE IRVE EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	140	71	3	74

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 Recharge pour Véhicules Electriques » (IRVE), dont la tarification et les Conditions Générales d'Utilisation (CGU) associées ;
- **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.

**CONCESSIONS GAZ**

**CONVENTION RELATIVE AU RATTACHEMENT D'OUVRAGES DE RACCORDEMENT D'UNITE DE PRODUCTION FAVORISANT L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE**

Le projet de convention proposé, joint en annexe N de la note de présentation jointe à la convocation, a pour objet de définir les modalités de rattachement au service public de distribution de gaz naturel, dont le SDEC ÉNERGIE est autorité organisatrice de l'énergie sur le territoire de la commune de Villers Bocage, des canalisations construites par GRDF sur les communes de Seulline, Tracy Bocage et Maisoncelles Pelvey pour permettre le raccordement à ce réseau d'installations de production de biogaz implantées en dehors de la zone de desserte GRDF conformément à l'article L.453-10 du code de l'énergie.

Ainsi, en tant qu'autorité concédante, le SDEC ÉNERGIE consent à l'établissement d'ouvrages de sa concession au-delà du périmètre géographique de la concession accordée à son concessionnaire GRDF sans pour autant que ce périmètre géographique soit étendu.

Les ouvrages à rattacher à la convention de concession du SDEC ÉNERGIE sont des canalisations, de moyenne pression de type C en polyéthylène d'un diamètre de 160 mn, d'une longueur de 5 350 mètres situées sur les communes de Tracy Bocage (1 600 mètres), de Maisoncelles Pelvey (1 000 mètres) et de Seulline (2 750 mètres) et d'un poste d'injection (comprenant, comptage, odorisation et contrôle de qualité gaz) sur la commune de Seulline.

Selon les termes de cette convention, conclue pour la durée de l'exploitation des ouvrages, éventuellement renouvelés, il revient au concessionnaire de concevoir, construire et exploiter ces ouvrages.

Considérant que dans le cadre du plan stratégique 2021/2026, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à contribuer au développement de la méthanisation sur les territoires d'une part, en facilitant l'accès au réseau de gaz, la valorisation du biogaz et d'autre part, en créant une dynamique locale permettant de faire émerger de nouveaux projets d'injection de biogaz dans les réseaux concédés, la conclusion de cette convention participe à l'atteinte de cet objectif.

Le projet de convention a été communiqué aux représentants du Comité Syndical dès le 14 mars 2023.

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

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

REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ	REPRESENTANTS COMPETENCE GAZ EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	140	71	3	74

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

- **APPROUVE** la conclusion de la convention entre le SDEC ENERGIE et GRDF relative au rattachement d'ouvrages de raccordement d'unité de production favorisant l'injection de gaz renouvelable sur le territoire des communes de Seulline, Tracy-Bocage et Maisoncelles-Pelvey ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

**TRANSITION ENERGETIQUE**

**APPEL A PROJETS – PROGRES 2023**

Monsieur Marc LECERF rappelle que le syndicat en 2022, a porté un premier appel à projet visant à soutenir un Programme de Rénovation des Etablissements Scolaires, présenté sous l'acronyme « PROGRES »

Cet appel à projet a été lancé le 12 juillet 2022 pour 2022 et une liste de 12 lauréats a été validée par le Bureau Syndical du 2 décembre 2022. Cet appel à projets vise la réalisation d'opérations d'efficacité énergétique d'écoles.

Devant l'intérêt des communes pour ce programme, et compte tenu du contexte favorable à la réalisation de travaux avec la mise en place du Fonds vert, le SDEC ÉNERGIE souhaite de nouveau renforcer son soutien aux collectivités dans la rénovation énergétique de leurs bâtiments en lançant un nouvel appel à projets pour 2023 visant à :

- soutenir financièrement les travaux de rénovation énergétique des écoles,
- apporter un accompagnement en faveur de comportements économes en énergie de la part des usagers du bâtiment.

A noter que, seules les collectivités suivantes sont éligibles à cet appel à projet :

- les communes du département du Calvados,
- un syndicat ayant la compétence « établissement scolaire » (ex : SIVOS, SIVOM...) composé de communes membres du SDEC ÉNERGIE,
- un EPCI ayant la compétence « établissement scolaire », membre du SDEC ÉNERGIE.

Le montant total dédié à cet appel à projet, annoncé dans le budget prévisionnel 2023, s'élèverait à 1 M€.

Les montants des aides proposées sont les suivants :

Collectivités hors Caen la mer	Collectivités de Caen la mer*
Aide de 30 % du montant HT des travaux éligibles dans la limite de 75 000 €**	Aide de 20 % du montant HT des travaux éligibles dans la limite de 50 000 €**

\* en sus de cette aide, la CUCM valorise les CEE du projet et les reverse directement à la collectivité concernée  
\*\* soit un cout HT du projet subventionnable de 250 000 €

Les collectivités candidates devront se conformer au règlement qui a été validé par le Bureau Syndical du 17 mars dernier, comprenant notamment les conditions d'éligibilité des projets et les dépenses éligibles.

L'appel à projet sera lancé à l'issue du vote du Budget primitif principal 2023. La commission « Transition Énergétique » de novembre sera chargée de désigner les lauréats qui seront présentés au Bureau et au Comité Syndical de décembre 2023.

*Le Comité Syndical prend acte de cette communication.*

#### **PROJET SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE LA "LA FIEFFE" - OFFRE ENGAGEANTE A LA SOCIETE CVE**

Monsieur le Vice-Président rappelle qu'au vu la fragilité économique du projet solaire photovoltaïque de la « LA FIEFFE » et après l'étude de plusieurs scénarios, le SDEC ÉNERGIE a réceptionné le 14 décembre 2022 une seule offre de reprise non engageante de la société CVE pour l'acquisition de 100 % des titres de la société du projet solaire photovoltaïque de « La Fieffe ».

Cette offre non engageante de la société CVE a été présentée lors du Bureau Syndical du 27 janvier dernier.

Cette offre non engageante leur permettait l'exclusivité d'une durée correspondante à la réalisation d'un d'audit du projet, afin de confirmer ou non, leur proposition de rachat et comprenait les principaux jalons suivants :

- 21 décembre 2022 : remise de l'offre non engageante de CVE
- 15 janvier 2023 : date limite de signature de l'offre par les vendeurs
- du 16 janvier au 3 février 2023 : études complémentaires, dont visite du site par la société CVE
- 3 février 2023 : envoi d'une offre engageante par la société CVE
- semaine du 6 février 2023 : signature de l'offre engageante par les vendeurs.

La Présidente a entériné par décision en date du 12 janvier 2023, l'offre non engageante de la société CVE.

Suite à cet acte et conformément au contenu de leur proposition, la société CVE a proposé une offre engageante le 9 février 2023 couvrant une période d'exclusivité jusqu'au 6 juin 2023.

Ce même 9 février, le Comité Syndical en séance a été informé de l'évolution de ce projet et a autorisé la Présidente à signer une offre engageante, si celle-ci apparaissait conforme aux intérêts du syndicat.

Du point de vue financier, cette offre de rachat est maintenue à 200 609 €, avec les modalités de paiement envisagées suivantes :

- de mars 2023 à la réalisation des conditions préalables :
  - o Rachat de 100 % des titres de la société à la valeur nominale soit 10 000 €,
  - o Rachat des Comptes Courants d'Associés (CCA) avec un paiement subordonné à un accord de la CRE,
  - o Remboursement aux vendeurs de 70 % du montant de la consignation de 185 000 €, soit 129 500 €, dont 34 576,50 € pour le SDEC ÉNERGIE.

- Mai 2023 : dès réception d'un CETI - Certificat d'Eligibilité du Terrain d'Implantation - mis à jour du projet permettant de candidater à un appel d'offres de la CRE,
  - o Paiement des CCA d'un montant de 96 609 € HT.
- Décembre 2023 : si réception du Permis de Construire modifié et de la Proposition Technique et Financière (PTF) pour le raccordement au réseau Public de Distribution d'électricité
  - o Versement d'un complément de prix réparti en proportion du capital social détenu par les vendeurs.

Par décision en date du 14 février 2023, la Présidente a entériné l'offre engageante de la société CVE à l'image de l'ensemble des représentants légaux des 3 autres sociétaires.

L'offre engageante de la société CVE est jointe en annexe O de la note de présentation jointe à la convocation.

*Le Comité Syndical prend acte de cette communication.*

L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE remercie les élus pour leur présence à cette séance à l'ordre du jour conséquent et rappelle les dates et lieux des prochaines assemblées plénières :

- **Jeudi 29 juin 2023** - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 12 octobre 2023** - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 14 décembre 2023** - 14h00 - CCI Caen Normandie - St Contest.

Elle lève la séance à 16h30.

Le Secrétaire de séance,

La Présidente,

Cédric POISSON

Catherine GOURNEY-LECONTE



Monsieur Christian MICHAUT  
 Conseiller-maître à la Cour des comptes  
 Chambre Régionale des Comptes Normandie  
 21 rue Bouquet – CS 11110  
 76174 ROUEN cedex

**Réf.** : DGR-2023-0247

**PJ** : Rapport d'observations définitives

Lettre Recommandée avec A.R.

Caen, le 13 juin 2023

Monsieur le Conseiller-maître à la Cour des comptes,

Par courrier en date du 16 mai dernier, vous nous avez adressé les observations définitives de la Chambre Régionale des Comptes Normandie, dans le cadre de l'examen de la gestion du syndicat départemental d'énergies du Calvados pour les exercices 2017 à 2021.

Ce rapport expose en page 2, quatre recommandations principales et cinq obligations à appliquer.

Je peux, une nouvelle fois, vous confirmer que les premières dispositions ont été prises ou vont être mises en œuvre pour y répondre favorablement :

**1. Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables.**

→ Le SDEC ÉNERGIE a adopté par anticipation la nomenclature M57 au 1<sup>er</sup> janvier 2022 et la mise en œuvre du Compte Financier Unique (CFU).

Le syndicat est en mesure de produire des CFU complets à compter de l'exercice 2023.

**2. Etablir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations.**

→ Le SDEC ÉNERGIE saisit l'enjeu de la gestion patrimoniale et déploie les moyens nécessaires pour y parvenir :

- Acquisition et mise en service, en 2021, d'un logiciel de gestion financière performant pour l'intégration et le suivi des immobilisations ;
- Recrutement d'un agent, en octobre 2022 ;
- Mise à jour de l'inventaire physique (bâtiment administratif, mobiliers, véhicules) en septembre 2023 : sortie de biens, intégration de nouveaux biens ;
- Mise à jour de l'inventaire rattaché à l'exercice des compétences (réseaux électricité, éclairage public, signalisation lumineuse, mobilité durable, énergies renouvelables ...) à partir de 2024 : sortie de biens, intégration de biens, suivi des transferts de compétences et des états contradictoires issus des communes ;
- Intégration des inventaires des concessions dans le patrimoine du syndicat : nous souhaitons attirer votre attention sur les difficultés de concordance avec les différents concessionnaires gaz et électricité des inventaires patrimoniaux et comptables.

.../...



**3. Acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne.**

→ Le SDEC ÉNERGIE applique, pour l'ensemble des agents, la durée annuelle réglementaire du temps de travail.

Sa mise en œuvre est précisée dans le guide de fonctionnement interne. Des ajustements nécessaires ont été formalisés au travers de notes internes sans être retranscrits dans ce guide.

L'ensemble du guide de fonctionnement étant en cours de révision, sa future version intégrera ces ajustements dans le document final ; celui-ci fera l'objet d'un avis du Comité social territorial avant d'être soumis à délibération du Bureau syndical en 2024.

**4. Appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.**

→ Le SDEC ÉNERGIE met en œuvre une politique d'achat qui s'inscrit complètement dans le cadre de la commande publique et dont l'une des finalités est l'utilisation optimum des deniers publics.

La maîtrise du coût des travaux ou d'achat des fournitures est une préoccupation majeure du syndicat, dans le contexte inflationniste actuel ; la part à charge pour les communes membres s'en trouve ainsi moins affectée. Malgré tout, nous prenons bonne note quant à l'application stricte des informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, des textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.

**5. Soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz.**

→ Les services du SDEC ÉNERGIE présentent chaque année en commission interne « Concessions Electricité et Gaz » les rapports annuels d'activité de toutes les concessions d'électricité et de gaz ; il s'agit d'une analyse détaillée et exhaustive sur chacune des thématiques de ces contrats (patrimonial, investissements, usagers, comptables et financiers). La crise sanitaire ayant largement perturbé le fonctionnement de l'organe délibérant du syndicat, sa saisine pour la présentation des rapports de contrôle n'a pas été faite.

Les rapports des contrôles ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, réalisés en 2022, portant sur les données 2021 des contrats de concession, sont d'ores et déjà inscrits à l'ordre du jour du Comité Syndical du 29 juin 2023.

Il en sera de même pour les autres concessionnaires dont les rapports seront à l'avenir systématiquement présentés au Comité Syndical.

Conformément à l'article L. 243-5 du Code des juridictions financières, le syndicat communiquera ce rapport intégrant ses réponses écrites, à son assemblée délibérante, dès sa plus proche séance, soit le 29 juin prochain. La délibération correspondante vous sera transmise dans les meilleurs délais.

Restant à votre disposition, je vous prie d'agréer, Monsieur le Conseiller-maître à la Cour des comptes, l'assurance de ma considération distinguée.

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE



RAPPORT D'OBSERVATIONS DEFINITIVES  
SUR LES COMPTES ET LA GESTION DU  
SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE  
DU CALVADOS

Exercices 2017 à 2021

## SOMMAIRE

<b>Synthèse</b> .....	<b>1</b>
<b>Principales recommandations</b> .....	<b>2</b>
<b>Obligations de faire</b> .....	<b>2</b>
<b>I. RAPPEL DE LA PROCEDURE</b> .....	<b>2</b>
<b>II. LE CADRE D'INTERVENTION DU SYNDICAT</b> .....	<b>3</b>
A. Les évolutions statutaires et territoriales.....	3
B. Le fonctionnement des instances décisionnelles.....	4
C. Les documents et les orientations stratégiques .....	4
D. Les coopérations, partenariats et mutualisations.....	4
E. Les relations avec la région.....	5
<b>III. LA SITUATION FINANCIERE</b> .....	<b>6</b>
A. La qualité de l'information financière et la fiabilité des comptes.....	6
1. La qualité de l'information financière .....	6
2. La fiabilité des comptes .....	7
B. La situation financière du budget principal.....	7
1. Les produits de gestion.....	8
2. Les charges de gestion.....	8
3. La capacité d'autofinancement.....	10
4. Le financement des investissements.....	10
5. L'endettement.....	10
<b>IV. L'ORGANISATION INTERNE</b> .....	<b>11</b>
A. Les ressources humaines.....	11
B. La commande publique.....	12
<b>V. L'EXERCICE DES COMPETENCES DU SYNDICAT</b> .....	<b>13</b>
A. La compétence obligatoire d'autorité organisatrice de distribution d'électricité.....	13
1. Le cadre d'intervention du syndicat .....	13
2. Les contrats de concession.....	13
3. Les caractéristiques et les performances du réseau concédé.....	14
4. Le contrôle de la concession d'électricité.....	16
B. Les compétences optionnelles.....	22
1. La compétence d'autorité organisatrice pour la distribution de gaz.....	22
2. Les compétences en matière d'éclairage public et de signalisation lumineuse .....	25
3. L'électromobilité.....	26
4. La production des énergies renouvelables.....	27
5. La contribution à la transition énergétique.....	28
C. Les activités complémentaires.....	28
D. Les projets de prise de participation dans des sociétés.....	29
1. La prise de participation dans une société de projet dont West Energies est actionnaire.....	29
2. Le projet de centrale de production d'énergie photovoltaïque avec la communauté de communes Cœur de Nacre.....	30
<b>ANNEXES</b> .....	<b>30</b>

## SYNTHESE

Syndicat mixte fermé doté d'une mission historique d'autorité organisatrice pour la distribution d'électricité qui couvre tout le territoire départemental conformément à l'objectif fixé par la loi, le syndicat départemental d'énergie du Calvados (SDEC Energie) exerce aussi pour le compte des seules collectivités les lui ayant transférées, des compétences dans les domaines du gaz, de l'éclairage public et, plus récemment, de la transition énergétique.

Durant la période sous revue, son budget principal (28,9 M€ de recettes réelles de fonctionnement et 23,7 M€ d'investissement en 2021) a dégagé d'importants excédents de fonctionnement, l'application continue du coefficient maximum légal à la taxe communale sur la consommation finale d'électricité l'ayant conduit à surimposer les usagers. Il n'a recouru à l'emprunt – dont l'encours reste limité et n'est pas exposé au risque –, que pour permettre à ses adhérents d'étaler le règlement de leur participation aux investissements électriques qu'il a préfinancés, dispositif auquel il a décidé de mettre fin à partir de 2020.

Reconnu comme maître d'ouvrage des travaux sur les réseaux, le SDEC Energie doit mettre ses pratiques d'évaluation des offres à ses marchés publics en totale conformité avec les textes. Il doit faire de même en actant dans son règlement interne l'application de cycles horaires conformes à la durée légale du temps de travail à tous ses agents.

Le SDEC Energie exécute de manière satisfaisante sa mission de contrôle sur l'accomplissement des missions de service public par les concessionnaires d'électricité et de gaz, sous réserve toutefois de présenter systématiquement à son assemblée délibérante leurs comptes rendus annuels d'activité. Au regard des caractéristiques et des résultats contrastés de son réseau, la concession d'électricité requerra une vigilance sur le respect par le concessionnaire de ses engagements contractuels en termes d'investissement, afin de garantir un rythme satisfaisant de renouvellement des ouvrages, l'amélioration de leurs performances ainsi que leur valeur patrimoniale. Le recours au gaz sur son territoire étant limité et les résultats d'exploitation des concessions restant fragiles en l'état, le SDEC Energie devra, dès le retour à un contexte normalisé de la consommation énergétique, inciter ses concessionnaires à renforcer leurs actions commerciales afin de capter de nouveaux clients.

Depuis 2017, le déploiement de son réseau de bornes de recharge pour les véhicules électriques, dont la fréquentation commence à décoller, a représenté un coût de 2 M€ pour le syndicat. Pour la réalisation de centrales d'énergie solaire installées en toiture de bâtiments publics et autofinancées sur vingt ans, cette charge s'est élevée à 1,2 M€. Une évaluation coût-efficacité de ces deux dispositifs et, plus globalement, des effets de ses actions conduites en termes de réduction des consommations énergétiques s'impose, comme il le fait déjà avec le conseil en énergie partagé.

A cet égard, le SDEC Energie aurait avantage à compléter son plan stratégique en définissant à moyen et long terme des objectifs et des indicateurs de suivi chiffrés par domaine d'intervention. Face aux impératifs liés aux différentes composantes de la transition énergétique, il devra aussi définir, en coordination avec les autres acteurs, ses outils de programmation et d'intervention, afin d'accompagner ses adhérents dans la réalisation de leurs projets pouvant, le cas échéant, bénéficier de financements étatiques et européens.

Le SDEC Energie est en cours de réflexion sur son éventuelle participation à deux projets de parcs de production d'énergie solaire par panneaux photovoltaïques, portés par des sociétés commerciales. Avant de décider toute implication dans une telle structure de partenariat public-privé, le syndicat devrait compléter ses réflexions par des études comparatives sur les dispositifs existants ou en projet dans d'autres régions, ce qu'il envisage pour de nouveaux projets photovoltaïques dans le cadre d'une démarche d'expérimentation.

## PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

1. Assortir le plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés ;
2. obtenir de Primagaz qu'il complète ses comptes rendus annuels d'activité conformément au cahier des charges de sa concession de gaz ;
3. établir sous trois ans un bilan économique et financier de l'efficacité des dispositifs de déploiement des bornes de recharge et d'installation des centrales de production d'énergie solaire avant d'envisager leur éventuelle extension ;
4. compléter les réflexions sur d'éventuelles implications dans une structure de partenariat public-privé, par une analyse comparative des dispositifs existant dans d'autres régions.

## OBLIGATIONS DE FAIRE

5. Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables ;
6. établir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations ;
7. acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne ;
8. appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables ;
9. soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz.

## I. RAPPEL DE LA PROCEDURE

La chambre régionale des comptes Normandie a inscrit à son programme l'examen de la gestion du syndicat départemental d'énergie du Calvados (SDEC Energie) à partir de l'année 2017. Par lettres en date du 29 avril 2022 et du 10 mai 2022, le président de la chambre en a informé respectivement Mme Catherine Gourney-Leconte, présidente en fonction, et M. Jacques Lelandais, son prédécesseur. Les entretiens de fin de contrôle avec le rapporteur ont eu lieu le 27 octobre 2022 pour Mme Gourney-Leconte et le 18 octobre 2022 pour M. Lelandais.

Lors de sa séance du 15 novembre 2022, la chambre a arrêté ses observations provisoires, qui ont été transmises à Mme Gourney-Leconte et à M. Lelandais et, pour les parties qui les concernent, aux personnes nominativement mises en cause. Quatre d'entre eux ont répondu.

Après avoir entendu le rapporteur, la chambre a arrêté, le 29 mars 2023, le présent rapport d'observations définitives.

L'examen de la gestion a été principalement conduit selon les axes suivants :

- le cadre d'intervention et le fonctionnement interne du syndicat ;
- l'analyse de la situation financière ;
- l'exercice des compétences statutaires du syndicat.

## II. LE CADRE D'INTERVENTION DU SYNDICAT

### A. Les évolutions statutaires et territoriales

Le syndicat d'électrification du Calvados a été créé en 1938, ses missions historiques étant l'étude, l'organisation et le contrôle de la distribution publique d'électricité.

Devenu le syndicat intercommunal d'énergies et d'équipement du Calvados (SIEEC) en 2003, il a été fusionné avec le syndicat intercommunal du gaz du Calvados en 2014 et pris la dénomination de syndicat départemental d'énergie du Calvados (SDEC Energie).

Après s'être étendu à l'éclairage public et à la signalisation lumineuse, le périmètre des missions statutaires du syndicat s'est progressivement étoffé, à la faveur des évolutions législatives successives, aux actions de mise en œuvre de la transition énergétique (production d'énergies renouvelables, mobilité bas carbone).

L'arrêté préfectoral du 27 décembre 2016 a acté le retrait de l'ex-communauté de communes (CC) Cabalor et l'adhésion de la communauté urbaine Caen la mer (CUCLM) au 1<sup>er</sup> janvier 2017, ainsi que l'actualisation des statuts du SDEC Energie dont les dispositions relatives à son fonctionnement n'ont pas été modifiées depuis.

En dehors des évolutions endogènes (intercommunalités, communes nouvelles), le SDEC Energie a connu quelques retraits (communes déléguées de Guilberville et Pont-Farcy qui ont adhéré au SDE de la Manche) ainsi que l'adhésion des CC Cœur de Nacre et Vallées de l'Orne et de l'Odon durant la période sous revue. Selon le syndicat, ces évolutions n'ont pas donné lieu à des transferts de services, de budget ou de dette. Leurs effets financiers en termes de maîtrise d'ouvrage ont été mineurs et sans influence notable sur son activité.

A fin 2021, le territoire du SDEC Energie couvrait la totalité du département (528 communes, 694 056 habitants<sup>1</sup>) au titre de sa compétence d'autorité organisatrice pour la distribution publique d'électricité (AODE) conformément au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), cette couverture étant partielle pour les autres compétences que les adhérents ont choisi de lui transférer. A titre complémentaire, il réalise des missions de mutualisation et de coopération.

Syndicat mixte fermé « à la carte » (articles L. 5711-1 et L. 5216-1 du CGCT), le SDEC Energie (siège à Caen depuis 2005) est un établissement public soumis aux principes de spécialité et d'exclusivité.

---

<sup>1</sup> Population 2019 – Source : Institut national de la statistique et des études économiques.

**Tableau n° 1 : Répartition du nombre de communes et d'EPCI adhérents au SDEC Energie selon ses compétences, au 24 mars 2022**

	Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse	Gaz	Infrastructures de charge pour véhicules électriques	Réseaux de chaleur	Energies renouvelables	Transition énergétique
Nombres de communes adhérentes par compétence	480	450	45	105	126	1	23	6
Nombre d'EPCI adhérents par compétence	1	8	0	1	1	0	3	0

Source : note de présentation du budget du SDEC Energie pour 2022

L'adhésion de la CC Bayeux Intercom au 30 juin 2022 a été actée par arrêté préfectoral de la même date. Celle de la commune de Colombelles est prévue pour début 2023.

### **B. Le fonctionnement des instances décisionnelles**

Le syndicat est administré par un comité de 152 membres.

Les commissions locales d'énergie (Clé) ainsi que les réunions des représentants de la CUCLM et des autres EPCI sont conçues comme des lieux d'information et d'échanges à destination des délégués et des maires. Publiques, leurs réunions ne sont pas soumises à des règles de quorum. La synthèse des débats est présentée à l'organe délibérant.

La composition et le mode de désignation de ces instances assurent en l'état une représentation globalement équilibrée des territoires.

Le fonctionnement des instances décisionnelles du SDEC Energie (présidence, comité syndical, bureau) n'appelle pas d'observation.

### **C. Les documents et les orientations stratégiques**

Quoique plus en lien avec les défis de la transition énergétique et moins autocentré que le précédent adopté pour la période 2015-2020, le « plan stratégique 2021-2026 » approuvé fin 2020 en reprend le formalisme, affichant les cinq priorités suivantes : agir pour un aménagement cohérent et équitable, être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans la transition énergétique, accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages, renforcer les relations avec les usagers et valoriser les données patrimoniales et énergétiques.

Conçus comme des documents institutionnels, ces plans ne constituent pas un cadre de référence permettant d'apprécier les performances des actions du SDEC Energie.

En réponse aux observations provisoires, le syndicat s'est engagé à présenter un bilan d'étape chiffré du « plan stratégique 2021-2026 » au comité syndical pour la mi-2023.

Tout en considérant le caractère très évolutif de l'environnement du secteur de l'énergie, la chambre recommande au syndicat d'assortir son plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés par domaine d'intervention, quitte à les actualiser régulièrement notamment au regard des constats et orientations contenus dans des schémas directeurs sectoriels.

#### D. Les coopérations, partenariats et mutualisations

En application de l'article L. 2224-37-1 du CGCT, le SDEC Energie a mis en place une commission consultative paritaire de l'énergie localement dénommée « *commission consultative pour la transition énergétique* » (CCTE), instance de coordination des actions et de mutualisation des réflexions des EPCI du territoire dans le secteur de l'énergie.

Présidée par le SDEC Energie, la CCTE s'est réunie deux fois par an entre 2017 et 2019 et trois fois en 2021, l'année 2020 n'ayant permis de tenir aucune réunion (crise sanitaire).

Parmi les seize actions de la feuille de route 2017-2020, les treize réalisées ou en cours de réalisation ont permis d'amorcer la dynamique et de structurer le partenariat, le SDEC Energie apportant aux EPCI son expertise pour l'élaboration de leurs documents de planification et la réalisation d'actions dans le respect des objectifs régionaux.

La chambre observe que cette instance a joué son rôle et s'est approprié les enjeux et les problématiques de transition et d'efficacité énergétiques.

En application des articles L. 5221-1 et 2 du CGCT, le SDEC Energie a constitué avec les quatre autres syndicats d'énergie normands (convention du 2 octobre 2015), l'entente interdépartementale Territoire d'énergie Normandie (TEN).

Comme la plupart des syndicats départementaux d'énergie, le SDEC Energie est adhérent (51 145 euros de cotisation en 2021) de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui est un acteur représentatif auprès des institutions émettant des normes et dans les négociations nationales (ex. cahiers des charges types de concessions) et assure une veille technico-administrative pour ses membres.

Le SDEC Energie est impliqué dans deux dispositifs mutualisés. Le premier, avec le département, concerne la gestion et l'exploitation du système d'information géographique (SIG) « *Mapéo* » (données partagées sur les espaces, les réseaux et l'urbanisme, ressources documentaires) dont le nombre d'utilisateurs va croissant. Le second, déployé avec les 16 EPCI du Calvados, est un service public de cadastre solaire « *Soleil 14* » destiné à sensibiliser et à informer les acteurs du territoire des opportunités de création de centrales de production photovoltaïque.

#### E. Les relations avec la région

Conformément aux textes, la région est chef de file de la compétence relative au climat, à la qualité de l'air et à l'énergie et en matière de programmation pour l'efficacité énergétique. Elle favorise, à l'échelon des EPCI, l'implantation de plateformes territoriales de la rénovation énergétique et les actions de lutte contre la précarité énergétique en matière de logement.

Les objectifs du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire (SRADDET) de juillet 2020, s'imposent à ceux des documents de planification communaux et intercommunaux.

Les cinq syndicats d'énergie normands ont conclu, sous l'égide de TEN, un accord de partenariat avec la région le 2 mai 2019, définissant les quatre orientations stratégiques suivantes : l'accompagnement des territoires et la planification énergétique, la sobriété et l'efficacité énergétique (production d'énergies renouvelables), le développement de la mobilité bas carbone, l'animation territoriale et la sensibilisation à la transition énergétique.

Selon le bilan pour 2019-2021 de ce partenariat, les crédits mobilisés pour des actions s'inscrivant dans ces orientations ont été répartis entre les participations des syndicats (41,7 M€) et les subventions de la région (8,3 M€) et de l'Union européenne (24,6 M€).

Prenant en compte les engagements pris récemment par l'Etat en faveur de la transition énergétique, le nouvel accord conclu fin 2021 pour la période 2022-2026 a reconduit les orientations stratégiques et les engagements de principe des partenaires contenus dans l'accord précédent en les assortissant d'indicateurs de suivi mais sans fixer d'engagement financier.

Néanmoins, le SDEC Energie a conclu avec la région des conventions de financement de projets locaux en faveur de la transition énergétique au titre de :

- la mobilité bas carbone, avec l'installation de deux stations de recharge à hydrogène (0,96 M€) cofinancée par des fonds européens et régionaux ;
- la sobriété énergétique, avec la réalisation d'audits énergétiques de bâtiments (taux d'aide régional de 60 % et du SDEC Energie de 20 %) ;
- la production et l'exploitation d'énergies renouvelables, par l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toitures de bâtiments publics (250 000 euros de crédits régionaux perçus pour 11 opérations réalisées de 2017 à 2021).

### III. LA SITUATION FINANCIERE

#### A. La qualité de l'information financière et la fiabilité des comptes

Durant la période sous revue, le SDEC Energie a appliqué les nomenclatures comptables M14 pour son budget principal et M4 pour ses deux budgets rattachés (énergies renouvelables et mobilité durable). Créées en 2018, ces régies, qui ont le caractère de service public industriel et commercial (SPIC), sont soumises à l'obligation d'équilibre financier.

Le SDEC Energie a décidé d'appliquer la M57 et a adopté son règlement budgétaire et comptable ainsi que son budget primitif suivant cette nouvelle norme à compter de 2022. Il est autorisé à expérimenter le compte financier unique au titre des exercices budgétaires 2022 et 2023 (arrêté ministériel du 1<sup>er</sup> mars 2021).

##### 1. La qualité de l'information financière

Selon les articles L. 2313-1 et R. 2313-3 du CGCT, les EPCI doivent joindre certaines annexes à leurs documents budgétaires, dont les comptes administratifs.

Les vérifications de la chambre ont conduit à relever la présence dans les comptes administratifs pour 2017 et 2021 de montants de restes à réaliser erronés et sensiblement sous-estimés en 2017.

De plus, certaines annexes sont incomplètes tant pour le budget principal (états de la dette, états de suivi des autorisations de programme et des crédits de paiement, états du personnel) que pour les budgets rattachés.

Dans le souci d'une meilleure qualité de l'information financière, la chambre rappelle au SDEC Energie l'obligation de produire pour chaque compte administratif des documents complets, exacts et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables.

##### 2. La fiabilité des comptes

###### a. Une gestion du patrimoine à renforcer

Selon la M14, l'actif d'une collectivité figure à son bilan, lequel doit donner une image fidèle, complète et sincère de sa situation patrimoniale. A ce titre, l'ordonnateur est chargé du recensement des biens et de leur identification en procédant tant à l'inventaire physique qu'à l'inventaire comptable (valorisation des biens). De son côté, le comptable public

assure la tenue de l'actif immobilisé et la comptabilité patrimoniale, qui doit être conforme aux états d'inventaire.

Le SDEC Energie, qui indique s'atteler à l'élaboration d'un inventaire physique pour 2023, a fourni, pour chacun de ses budgets, un inventaire comptable établi à la date du 31 décembre 2021.

Après comptabilisation des subventions d'investissement reçues, la valeur nette comptable du patrimoine portée à l'inventaire de l'ordonnateur demeure supérieure de 96 809,45 euros à celle de l'état de l'actif du comptable.

De plus, selon la M14, l'achèvement d'une immobilisation donne lieu au transfert de son montant du chapitre 23 « immobilisations en cours » au 21 « immobilisations corporelles ».

Le SDEC Energie n'a pas satisfait à cette obligation de manière systématique pour son budget principal, notamment en 2018 et 2021, faisant état dans ce dernier cas, d'un changement de logiciel lié au passage à la nomenclature M57 et d'une régularisation de la situation prévue en 2022.

La chambre rappelle au syndicat l'obligation de tenir un inventaire physique et comptable exhaustif, actualisé et concordant avec les états du comptable et de comptabiliser les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des immobilisations.

#### b. Des prévisions budgétaires à affiner

L'analyse des taux de réalisation au regard des crédits inscrits, y compris les restes à réaliser, permet d'apprécier la fiabilité des prévisions budgétaires.

Si les taux de réalisation pour les budgets rattachés et pour la section de fonctionnement du budget principal n'appellent pas d'observation, ceux des dépenses de fonctionnement de ce dernier, qui se situent entre 83 et 86 %, apparaissent insuffisants.

En effet, très prévisibles par nature, ces dépenses comprennent principalement les dépenses de personnel ainsi que les charges à caractère général dont certaines comme celles de maintenance ont été exécutées à 82 %, celles des rémunérations d'intermédiaires à 64 % et celles d'atténuations de produits à 81 %. De plus, les crédits inscrits au titre de ces dépenses peuvent être ajustés par des décisions modificatives en cours d'exercice.

Au vu de ces constats, la chambre recommande au syndicat d'affiner ses prévisions budgétaires.

### **B. La situation financière du budget principal**

Les développements qui suivent portent sur le budget principal, qui concentre 98 % des recettes de fonctionnement et supporte la totalité de l'endettement de l'établissement public. Les données relatives à la situation des budgets rattachés sont détaillées en annexe 1.

Durant la période sous revue, le budget principal a dégagé d'importants reports sur exercice antérieur (entre 10,7 et 16,1 M€ par an, 14 M€ en 2022).

#### 1. Les produits de gestion

Les produits de gestion ont connu une progression modérée de 7,8 %, passant de 25,2 M€ en 2017 à 27,1 M€ en 2021 (27,7 M€ en 2018).

Tableau n° 2 : Les produits de gestion

Montants en euros	2017	2018	2019	2020	2021	Evol. 2021/2017	Var. annuelle moyenne ou cumul
Ressources fiscales propres (nettes des restitutions)	8 534 322	8 988 562	8 579 116	8 483 356	8 985 410	5,3 %	1,3 %
+ Fiscalité reversée	0	0	0	0	0		
= Fiscalité totale (nette)	8 534 322	8 988 562	8 579 116	8 483 356	8 985 410	5,3 %	1,3 %
+ Ressources d'exploitation	4 697 563	4 632 302	4 779 406	5 301 966	5 359 850	14,1 %	3,4 %
+ Ressources institutionnelles (dotations et participations)	11 939 453	14 053 378	12 292 465	12 750 315	12 796 144	7,2 %	1,7 %
+ Production immobilisée, travaux en régie	0	0	0	0	0		
= Produits de gestion	25 171 338	27 674 242	25 650 987	26 535 637	27 141 404	7,8 %	1,9 %

Source : comptes de gestion

Les ressources institutionnelles, qui sont passées dans le même temps de 11,9 M€ à 12,8 M€, proviennent des contributions des adhérents pour les prestations (ex. forfaits de maintenance), du remboursement des avances pour l'étalement de charges sur investissement que le SDEC Energie finance par emprunt pour leur compte (Cf. *infra*) ainsi que de fonds de concours.

Les ressources fiscales (8,7 M€ par an en moyenne) sont constituées des produits de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE)<sup>2</sup>.

En application des articles L. 5212-24 et L. 2333-4 du CGCT, le SDEC Energie fixe la valeur du coefficient multiplicateur au tarif ministériel de TCCFE. Il a choisi d'adopter le coefficient maximal, soit 8,5.

Le produit de la TCCFE, qui est partiellement reversé aux communes selon leur régime d'électrification (urbain ou rural), n'a pas été affecté par les effets de la crise sanitaire.

Atteignant 5,4 M€ en 2021, les recettes d'exploitation reposent surtout sur les redevances des concessionnaires des réseaux d'électricité et de gaz, qui ont crû de 13 % à 4,55 M€, et les produits de cession de certificats d'économie d'énergie (entre 0,15 et 0,39 M€ par an).

## 2. Les charges de gestion

Les charges de gestion ont connu une hausse limitée de 1,54 % à 10,89 M€ en 2021, laquelle masque toutefois des évolutions contrastées.

Tableau n° 3 : Les charges de gestion

Montants en euros	2017	2018	2019	2020	2021	Evol. 2021/2017	Var. annuelle moyenne ou cumul
Charges à caractère général	7 477 956	7 247 291	7 287 577	7 113 461	7 149 115	-4,40 %	-1,1 %
+ Charges de personnel	2 981 763	3 288 484	3 329 530	3 430 856	3 434 101	15,17 %	3,6 %
+ Subventions de fonctionnement	148 369	133 705	207 460	162 866	193 510	30,42 %	6,9 %
+ Autres charges de gestion	118 217	107 959	112 376	78 991	114 459	-3,18 %	-0,8 %
= Charges de gestion	10 726 306	10 777 449	10 936 943	10 786 174	10 891 184	1,54 %	0,4 %

Source : comptes de gestion

<sup>2</sup> Depuis 2021, dans le cadre de la réforme de la taxation de l'électricité, la TCCFE est devenue une majoration de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (article 54 de la loi de finances pour 2021).

#### a. Les charges de personnel

Les charges de personnel ont connu une progression faciale de 15 % à 3,43 M€ mais de 13 % après retraitement des frais de titres-restaurant comptabilisés à tort dans les charges à caractère général en 2017.

Les rémunérations hors charges ont crû modérément jusqu'en 2019 avant de connaître un bond de 16 % en 2020 en raison des recrutements principalement d'agents contractuels. Ce même exercice correspond au moindre recours du SDEC Energie aux mises à disposition d'agents par le centre de gestion (12 % des charges totales de personnel en 2019, 2 % en 2020). En 2021, les rémunérations des agents titulaires représentent 83 % de leur total contre 91 % en 2017.

Le syndicat précise que durant la période sous revue, l'augmentation de la masse salariale provient à 70 % de la hausse des effectifs (+ 9,5 ETP), à 20 % de l'application de mesures de carrière et indemnitaires décidées localement et à 10 % de mesures nationales.

#### b. Les charges à caractère général

En baisse de 4,4 %, les charges à caractère général restent prépondérantes (66 % des charges de gestion en 2021), et se composent des achats d'énergies (3,53 M€), des dépenses de maintenance (2,52 M€) et des frais de services divers (cartographie, localisation de réseaux...) pour 0,66 M€. Hormis les frais de locations et d'honoraires qui progressent, les autres postes sont en baisse.

Durant la période sous revue, les dépenses cumulées d'entretien/maintenance du patrimoine ont atteint 15,1 M€ (23 % du total des dépenses de fonctionnement), répartis par ordre décroissant entre le réseau d'électricité concédé (13,8 M€), le mobilier et l'informatique (0,85 M€), la transition énergétique (0,3 M€) puis les bâtiments, l'outillage et le matériel (0,15 M€).

En 2021, le SDEC Energie a fait réaliser un audit énergétique de ses immobilisations dont les préconisations les plus importantes (changement de mode de chauffage et de traitement de l'air), visant à atteindre les objectifs de réduction des consommations d'électricité requis par le décret du 23 juillet 2019 (dit décret « tertiaire »), font l'objet d'études complémentaires.

### 3. La capacité d'autofinancement

Durant la période sous revue, le budget principal a dégagé une capacité d'autofinancement (CAF) brute d'un montant moyen annuel de 15 M€ (15,6 M€ en 2021).

Traduisant sa capacité à autofinancer ses investissements, la CAF nette du remboursement en capital de la dette a baissé de 16 %, s'établissant entre 11 et 13 M€.

### 4. Le financement des investissements

Durant la période sous revue, le SDEC Energie a exécuté 127,7 M€ de dépenses d'investissement (123,3 M€ de dépenses d'équipement et 4,4 M€ de subventions versées dont 3,6 M€ lors de la création des deux budgets rattachés).

Les dépenses exécutées au titre du renouvellement du patrimoine se sont élevées à 102 M€, dont 100,5 M€ en faveur du réseau électrique (maîtrise d'ouvrage du syndicat) et 1,5 M€ pour le mobilier, l'informatique, les bâtiments et le matériel. Les dépenses correspondant à des opérations d'enfouissement de câbles et à des opérations réalisées pour le compte des adhérents ont représenté 8,4 M€.

Lors des exercices 2020 et 2021 marqués par la crise sanitaire, le syndicat a décaissé 49 000 euros pour l'achat de matériel informatique et bureautique.

Les dépenses d'investissement ont été financées à partir de 60,9 M€ de CAF nette, 52,9 M€ de subventions reçues (30 M€ proviennent du compte d'affectation spéciale « *financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* » – CAS-FACé, le reste des collectivités et autres partenaires), 8 M€ de fonds de compensation de la TVA, 4,5 M€ de nouveaux emprunts au titre du dispositif d'étalement des charges des adhérents (Cf. *infra*) et 3,9 M€ de recettes de créances sur immobilisations concédées.

Le SDEC Energie indique avoir observé, durant la période 2020-2021, des hausses de prix significatives sur certaines fournitures (postes de transformation, transformateurs et armoires de coupure, mâts galvanisés peints, panneaux à messages variables). Il précise avoir été approché par certains fournisseurs souhaitant négocier une actualisation des coûts des travaux de réseaux et d'éclairage au regard des effets inflationnistes affectant les coûts de certains matériaux et prestations (application de la théorie de l'imprévision).

## 5. L'endettement

Le syndicat a vu son encours passer de 18 M€ à 10,4 M€, sa capacité de désendettement s'établissant à 0,7 an en 2021, soit très en-deçà des valeurs prudentielles.

Si le syndicat a remboursé près de 13,9 M€ de charge d'intérêts en cinq ans, il a aussi mobilisé 4,5 M€ d'emprunts en recourant en 2017 et 2019 à deux contrats « *OCLT à modules ou ouverture de crédit à long terme* », qui s'apparentent à des emprunts assortis d'un droit de tirage sur une ligne de trésorerie.

Le SDEC Energie n'a pas eu recours à ces prêts pour réaliser ses investissements mais pour financer un dispositif spécifique autorisé par l'Etat en 2005, permettant aux adhérents de se voir avancer sans frais leur part de financement pour les travaux d'électricité que le syndicat réalise pour leur compte et d'en étaler le remboursement sur une durée de cinq ou dix ans.

Le syndicat a décidé de mettre fin à ce dispositif à compter de fin 2020 (délibération du 12 décembre 2017) pour ne plus supporter de charges financières. A fin 2021, l'encours de 10,4 M€, dont l'extinction de remboursement est prévue pour 2033, concerne 187 communes.

\*

Durant la période sous revue, le syndicat a dégagé des montants de fonds de roulement net global et de trésorerie très confortables (697 jours de charges courantes pour le premier indicateur et 503 jours pour le second).

En conclusion, la chambre observe que durant la période sous revue, le SDEC Energie présente une situation financière confortable ainsi qu'un endettement faible et sans risque.

Au vu de l'importance des excédents annuels de fonctionnement dégagés par le budget principal et en l'absence d'un accroissement significatif de son effort d'investissement, l'application continue au niveau maximal autorisé du coefficient appliqué par le syndicat à la TCCFE équivaut à une surimposition des usagers.

Selon la prospective budgétaire et financière pour la période 2022-2026 de son budget principal, le SDEC Energie prévoit d'autofinancer 125 M€ de dépenses d'investissement.

S'il table sur un maintien global de ses recettes de fonctionnement, l'établissement public intègre une hausse de 20 % des charges de personnel, avec la montée en charge des missions liées à la transition énergétique, et de 23 % de ses charges à caractère général en raison de la forte hausse (+ 15 % estimés) des prix de l'énergie et des matières premières.

Si cette prospective n'apparaît pas insoutenable en l'état, elle devra être actualisée régulièrement compte tenu des incertitudes affectant l'évolution tant des dépenses que des recettes, le syndicat souhaitant, de plus, privilégier la captation de crédits au titre du plan de relance et d'appels à projet de l'Etat.

#### **IV. L'ORGANISATION INTERNE**

##### **A. Les ressources humaines**

La régularité des actes instituant les régimes indemnitaires et les évolutions de l'absentéisme n'appellent pas d'observation.

Modifié en dernier lieu en 2017, un guide de fonctionnement fixe, conformément aux textes, la durée du temps de travail annuel à 1 607 heures, le nombre de jours de congés annuels à 25 et celui de jours de réduction du temps de travail (RTT) à 12, 15 ou 17.

La chambre demande au syndicat d'actualiser ce document afin d'acter l'application conforme aux textes de son régime de temps de travail, de congés et de RTT à tous ses agents, conformément à la pratique observée depuis 2019.

Appliquant la norme qualité ISO 9001 dans son système de management et ses procédures internes, le syndicat précise qu'il fera prochainement réaliser un audit afin d'évaluer les évolutions intervenues dans son organisation (ex. télétravail) et ses effectifs (pyramide des âges, turnover) ainsi que sur l'adéquation des ressources et des compétences au volume des activités, compte tenu de la montée en charge de certaines missions (transition énergétique).

##### **B. La commande publique**

Les vérifications de la chambre sur le respect des règles relatives à la passation et à l'attribution ont porté sur un échantillon de cinq marchés publics concernant :

- l'accord-cadre multi-attributaires alloti pour la fourniture et la mise en service de bornes de recharge pour véhicules électriques en 2019 ;
- le marché subséquent n° 1 à bons de commande de cet accord-cadre en 2019 (montants de 16 373, 39 453 et 54 361 euros) ;
- le marché de travaux de construction alloti d'une chaufferie à bois, d'un réseau de distribution de chaleur et d'une plateforme de stockage/séchage à Valdallière en 2020, passé selon la procédure adaptée (montant de 767 864 euros) ;
- l'accord-cadre mono-attributaire à bons de commande alloti pour les travaux de raccordement électrique en 2021 (minimum de 0,4 et maximum de 1,6 M€ par lot) ;
- l'accord-cadre mono-attributaire à bons de commande alloti pour les travaux aériens et souterrains de réseaux en 2021 (minimum de 10,65 et maximum de 18,95 M€ tous lots).

Si les procédures mises en œuvre pour le marché de la chaufferie à bois et pour l'accord-cadre des bornes de recharge n'appellent pas d'observation, celles appliquées pour les autres marchés recèlent des fragilités.

En ce qui concerne le marché subséquent de l'accord-cadre des bornes de recharge, la formule de calcul appliquée par le SDEC Energie pour apprécier la valeur prix des offres ne correspondait pas à celle du cahier des clauses administratives particulières (CCAP).

Ceci a eu pour effet d'accentuer très significativement l'écart entre la notation obtenue par l'offre non retenue et celle de l'offre la moins-disante après application des autres critères.

Si l'application de la formule prévue au CCAP aurait permis de réduire cet écart, elle n'aurait pas eu pour effet de modifier le classement final des deux offres par le syndicat.

De plus, et même si aucune offre n'a été concernée par une telle hypothèse, le motif d'inacceptabilité conduisant à écarter toute offre dont la valeur prix est supérieure à un certain pourcentage de l'objectif prix, comme le prévoyait le CCAP, n'est pas conforme aux dispositions des articles L. 2152-1 et 3 du code de la commande publique<sup>3</sup>.

Or le SDEC Energie a recouru à cette même pratique lors de la passation des accords-cadres pour les travaux de raccordement et pour les travaux sur les réseaux. Dans ces cas, le risque d'annulation des procédures de passation apparaît élevé dans la mesure où de nombreuses offres ont été écartées comme inacceptables, conduisant même le SDEC Energie à déclarer certains lots infructueux.

Sur la base de ces constats, la chambre invite le SDEC Energie - qui s'y engage dès ses prochaines consultations -, à mettre ses pratiques relatives à l'application des méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises, d'une part, et avec les textes pour ce qui concerne la détermination des offres à déclarer comme inacceptables, d'autre part.

## V. L'EXERCICE DES COMPETENCES DU SYNDICAT

### A. La compétence obligatoire d'autorité organisatrice de distribution d'électricité

#### 1. Le cadre d'intervention du syndicat

Aux termes de l'article L. 2224-31 du CGCT, un réseau public de distribution d'électricité a pour objet de desservir les consommateurs finals et les producteurs d'électricité raccordés en moyenne et basse tension.

En qualité d'AODE (autorité concédante), le syndicat conclut les contrats de concession et contrôle les activités du concessionnaire, qui est soumis au respect d'un cahier des charges.

Aux termes de ses statuts, le syndicat est propriétaire des ouvrages du réseau de distribution d'électricité sur son territoire. Le concessionnaire est chargé de l'exploitation des ouvrages, des travaux de maintenance et de leur renouvellement.

#### 2. Les contrats de concession

Les articles L. 322-1 et suivants du code de l'énergie prévoient le régime d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité applicable aux AODE et, dans la plupart des cas, le recours à des contrats de concession, étant rappelé que le gestionnaire du réseau de distribution (EDF et ENEDIS) bénéficie d'un monopole légal.

Durant la période sous revue, deux conventions de concession ont trouvé à s'appliquer.

La première convention avait été conclue avec EDF le 18 décembre 1992 pour vingt-cinq ans.

---

<sup>3</sup> Conseil d'Etat, 24 juin 2011 « Office public de l'habitat départemental de l'Essonne, du Val d'Oise et des Yvelines », n° 346665.

La deuxième a été conclue avec Enedis et EDF le 29 juin 2018 pour une durée de trente ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018.

Son élaboration a eu lieu sur la base d'une convention type (accord national du 21 décembre 2017) et a donné lieu à des travaux préparatoires, le SDEC Energie ayant notamment fait établir un audit d'état des lieux du réseau et du dispositif conventionnel pour la période 2008-2014.

Par rapport aux recommandations du précédent rapport de la chambre, l'article 11 du cahier des charges présente un dispositif de programmation pluriannuelle des investissements à mettre en œuvre conjointement par les signataires comprenant :

- un schéma directeur d'investissements (SDI) correspondant à une vision à long terme des évolutions du réseau qui porte sur les priorités d'investissements respectives des parties et tient compte des orientations définies par les pouvoirs publics ;
- des programmes pluriannuels d'investissement (PPI) élaborés de manière concertée et déclinant le SDI en périodes de quatre ans à partir d'objectifs précis (sélection d'investissements quantifiés et localisés par catégories d'ouvrages) et de finalités (performance, exigences environnementales, raccordements et aménagements) ;
- des programmes annuels d'investissements déclinant les PPI.

Dans l'hypothèse où le concessionnaire ne réaliserait pas les investissements lui incombant au titre du SDI et des PPI, l'AODE peut obtenir qu'Enedis dépose 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser, ces derniers devant être achevés sous deux ans, l'AODE pouvant conserver à cette échéance tout ou partie (en fonction des travaux réalisés) des sommes déposées par le concessionnaire.

L'article 11 précité stipule aussi la garantie des droits de l'AODE au regard des obligations incombant au concessionnaire d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe et de maintenir les passifs relatifs aux ouvrages concédés existants dans sa comptabilité au titre du précédent contrat.

Dans un souci de transparence, le syndicat souhaite que les modalités de liquidation des passifs dont ceux liés aux opérations de renouvellement, soient traitées dans le cadre des négociations quinquennales avec le concessionnaire.

### 3. Les caractéristiques et les performances du réseau concédé

Il ressort du cahier des charges qu'à fin 2017 les réseaux basse tension (BT) et haute tension (HTA) présentaient une bonne qualité de fourniture au quotidien (en moyenne), un stock de réseau incidentogène limité (dont réseau BT fils nus sur 901 km) et des conditions d'exploitation favorables (96 % du réseau HTA en 20 kilovolts - kV).

Les constats de faiblesses ou de risques portaient sur :

- une qualité de fourniture « à la maille » (à l'échelle de l'activité) concessive légèrement supérieure à la moyenne nationale durant la période 2011-2015 et contrastée à la maille communale car exposée à de fortes variations de temps moyen de coupure ;
- un réseau présentant une sensibilité forte aux phénomènes climatiques (côtes étendues et exposées aux vents violents, risques liés au bois et l'inondation) sur certaines zones ;
- un patrimoine sous surveillance en ce qui concerne les taux d'incident (aérien, souterrain), la contrainte de tension et l'âge moyen des ouvrages qui augmente, nécessitant une analyse de confortement de l'incidentologie.

Selon le syndicat, l'état du réseau à fin 2017 révélait, nonobstant certaines améliorations récentes, des écarts entre l'âge moyen en base technique des ouvrages et les données comptables, certains ouvrages présentant un âge moyen supérieur à leur durée d'amortissement. En outre, les ouvrages du réseau BT semblent arbitrairement datés de 1946.

Les analyses qui suivent reposent sur les données 2017-2020 des réseaux concédés, présentées, quelques données 2021 ayant été fournies par le SDEC Energie.

a. Un taux d'enfouissement du réseau HTA légèrement inférieur à la moyenne nationale

Si, en 2020, le réseau HTA présentait un taux d'enfouissement en hausse de 2,6 points par rapport à 2017, il restait inférieur de 4,6 points à la moyenne nationale (50,5 % en 2019)<sup>4</sup>. A l'inverse, le réseau BT (+ 3 points par rapport à 2017) restait supérieur pour ce type d'indicateur (56 contre 46,5 %).

Selon le SDEC Energie, la portée de ces comparaisons avec les moyennes nationales doit être relativisée, dans la mesure où ces dernières ne prennent pas en compte la densité moyenne d'usagers au km de réseau, d'une part, et ne distinguent pas les caractéristiques territoriales telles que celles des départements fortement urbanisés présentant des taux d'enfouissement très importants, ce qui n'est pas le cas du Calvados, d'autre part.

b. Une tendance au vieillissement des ouvrages

Globalement, les ouvrages concédés ont connu un vieillissement entre 2017 et 2020, la part de ceux de plus de 30 ans passant de 46 à 52 % (de 17 à 22 % pour les plus de 40 ans) pour le réseau HTA, de 35 à 38 % (part stable pour les plus de 40 ans) pour le réseau BT et de 40 à 48 % (de 18 à 24 % pour les plus de 40 ans) pour les transformateurs.

Ces constats mettent en lumière le caractère stratégique du rythme de leur renouvellement, lequel a observé un tassement durant la période 2017-2019 (de 0,41 % à 0,32 puis 0,43 % pour le réseau HTA et de 0,24 à 0,21 puis 0,22 % pour le réseau BT), l'année 2020 ayant été marquée par les effets de la crise sanitaire (0,39 % et 0,13 %). Ils restent très inférieurs au taux annuel de 2,5 % qui permettrait un renouvellement total des ouvrages en quatre décennies.

Selon le SDEC Energie, la portée de ces constats doit être atténuée dans la mesure où les anciennetés précitées ont été extraites de la base technique du concessionnaire dans laquelle une part importante des linéaires de canalisations du réseau BT posés avant 1980 est affectée par la datation arbitraire à 1946 précitée. En outre, ces données peuvent diverger avec celles tirées de la base comptable (inventaire) dans laquelle les réseaux BT les plus anciens sont retirés, ce qui a pour effet mécanique de rajeunir artificiellement l'ancienneté moyenne des ouvrages.

L'AODE précise cependant qu'elle recherchera dans le cadre des négociations quinquennales avec ce dernier, à obtenir communication des taux d'incidents des différents ouvrages par tranche d'âge.

Le montant moyen annuel d'investissement réalisé par Enedis (réseau HTA) durant les quatre exercices a été de 16,17 M€ (17,2 M€ de 2017, 14 M€ en 2020).

L'effort moyen du SDEC Energie au titre des renforcements et des sécurisations a été de 2 M€ par an. Il s'est élevé à 1,5 M€ en 2021.

c. Une qualité de l'alimentation satisfaisante, des évolutions contrastées des indicateurs de durée des coupures et d'incidentologie

Selon les données de l'avenant n° 4 au contrat de concession conclu le 22 décembre 2022, la qualité globale de l'alimentation est restée satisfaisante en termes de taux moyen annuel de clients BT mal alimentés en tenue de tension et de taux annuels de continuité globale d'alimentation.

<sup>4</sup> Source : <https://www.enedis.fr/donnees-relatives-aux-lignes-et-aux-postes>.

La durée annuelle moyenne des coupures (critère B TCC<sup>5</sup>) « toutes causes confondues » est restée stable et inférieure à l'indicateur moyen national entre 2018 et 2019, avant de se dégrader en 2020 (de 67 à 74 mn) puis de se rétablir en 2021 (62 mn).

Après déduction des « incidents exceptionnels » (critère B HIX), cette dégradation a été observée dès 2019 (de 58 à 66 mn), les trois quarts des incidents provenant du réseau lui-même et le quart restant des travaux qui y ont été réalisés. A cette date, cet indicateur restait proche de la moyenne nationale (64,27 mn)<sup>6</sup> avant de baisser à 45 mn en 2021.

Selon le syndicat, les dégradations qui ont affecté respectivement ces deux indicateurs s'expliquent par la survenance d'événements climatiques, soulignant l'exposition du réseau à ces aléas. Sans négliger le fait que certaines communes rurales disposent d'une qualité d'alimentation très insuffisante, il estime que ces indicateurs ont, dans l'ensemble, observé une tendance baissière durant la période 2018-2021.

Pour cette même période, le nombre annuel d'incidents rapporté à 100 km des réseaux a été en hausse surtout pour le réseau BT (de 8,7 à 9,6) et dans une moindre mesure pour le réseau HTA (de 3,9 en 2017 à 3,4 en moyenne en 2018-2019 puis 4,2 en 2020).

Le nombre moyen de coupures pour cause de travaux est en baisse (- 14 % à 1 081), alors que le temps moyen par coupure est passé de 133 à 152 mn.

Si le nombre d'usagers du réseau BT affectés par plus de six coupures de plus de trois minutes (toutes causes confondues) est en baisse et reste faible (- 64 % à 211), celui des clients ayant subi une coupure de plus de cinq heures<sup>7</sup> (6 heures jusqu'en 2017) est passé de 13 648 en 2017 à 20 328 en 2020 (15 834 en moyenne annuelle).

Pour le SDEC Energie, cette dégradation doit être nuancée en raison de la crise sanitaire et de la récurrence des phénomènes climatiques non exceptionnels survenues en 2020. Il considère qu'une analyse tendancielle de cet indicateur durant une période plus étendue et moins marquée par de tels éléments perturbants serait plus pertinente.

Le taux moyen annuel de clients BT mal alimentés (tension d'alimentation inférieure au seuil minimal admissible) est resté stable à 0,2 % (919 usagers en 2020 pour 782 en 2018).

#### 4. Le contrôle de la concession d'électricité

Conformément à l'article L. 2224-31-I du CGCT, l'AODE contrôle le bon accomplissement des missions de service public.

A ce titre, Enedis et EDF doivent produire à l'AODE, au plus tard le 1<sup>er</sup> juin, un compte rendu annuel de concession (CRAC) retraçant les conditions d'exécution du contrat durant l'année civile écoulée (évolutions d'ordre juridique, financier, technique et commercial).

La vérification de conformité des données du CRAC pour 2019 n'appelle pas d'observations.

##### a. Les modalités d'exercice du contrôle

Conduites en interne et en continu sur environ une année à partir d'échanges et de vérifications auprès des concessionnaires (Enedis pour la distribution et EDF pour la

<sup>5</sup> Indicateur B « Toutes causes confondues » (B TCC) : Indicateur d'évaluation de la continuité de l'alimentation, le critère B TCC mesure le nombre de minutes pendant lequel un client mal alimenté en basse tension est en moyenne privé d'électricité, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident fortuit ou incident en amont sur le réseau public d'électricité).

<sup>6</sup> Ibid.

<sup>7</sup> Nouvel indicateur TURPE rendu applicable en 2018.

fourniture aux usagers), les missions d'audit et de contrôle pour les exercices 2018, 2019 et 2020<sup>9</sup> ont donné lieu à des rapports de contrôle et à leur synthèse.

Il ressort du rapport pour 2020, un constat global d'amélioration du respect des engagements et des performances des concessionnaires, d'une part, et une vigilance réaffirmée de l'AODE sur les domaines majeurs des activités concédées (ouvrages, qualité de l'information, qualité de la fourniture et sécurité, travaux dont PPI, données comptables et financières, relations avec les usagers), d'autre part.

La pratique du SDEC Energie, qui consiste à informer le comité syndical des perspectives et du bilan annuel du PPI, le bureau du bilan de contrôle de la concession au titre de l'exercice 2017 et la commission des concessions des rapports de contrôle, ne permet pas de satisfaire à l'obligation légale de présenter les CRAC à son comité syndical (articles L. 3131-5 du code de la commande publique et L. 1411-3 du CGCT).

De fait, ce dernier a été privé de toute information sur les activités et les performances des concessionnaires et ignore dans quelle mesure l'application de la nouvelle concession a permis de répondre aux améliorations attendues à l'échéance de la précédente.

En conclusion, la chambre observe que le SDEC Energie exécute sa mission de contrôle sur les concessions de manière satisfaisante. Toutefois, elle lui rappelle son obligation de soumettre systématiquement les CRAC à l'examen de son organe délibérant et lui recommande de présenter rapidement à ce dernier un bilan de contrôle de la concession pour les années 2018 à 2021. En réponse aux observations provisoires, le syndicat s'est engagé à y procéder en 2023.

#### b. L'équilibre financier des concessions

Les développements qui suivent reposent sur l'analyse des données contenues dans les CRAC pour les exercices 2017 à 2020.

##### 1) *La concession de distribution d'électricité*

Après s'être élevé à 13,54 M€ en 2017, le résultat de la concession de distribution d'électricité, dont le périmètre est resté quasi-constant, a atteint son « plancher » en 2018 (0,15 M€) avant de se redresser au cours des deux exercices suivants (10,7 puis 9,7 M€). Après intégration de la contribution d'équilibre (dispositif de péréquation) dont bénéficie la concession, le résultat consolidé a atteint 14,7 M€ en 2020 (15,9 M€ en 2017).

##### (i) *Des recettes d'exploitation majoritairement identifiées à la maille concessive*

La ressource principale de la concession est constituée par les recettes d'acheminement (81 % des produits totaux en 2020) correspondant à l'électricité facturée pour un exercice aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente (TRV), lesquels représentent les deux tiers des clients totaux. Son montant est passé de 160 à 166 M€ entre 2017 et 2020 (+ 3,81 %).

En partie décorrélée des baisses du nombre de clients et de la consommation (Cf. *infra*), cette évolution repose essentiellement sur les hausses du TURPE pour les particuliers au tarif bleu (+ 0,7 et + 0,5 % HT en 2018, + 7,7 et + 1,4 % en 2019, + 3,0 et + 1,8 % en 2020).

Les produits de raccordement et de prestations s'élèvent à 8 M€ en 2020 (4 % des recettes).

---

<sup>9</sup> Les données du CRAC 2021 fournies en juin 2022 par le concessionnaire sont en cours d'analyse et d'audit qui devaient s'achever en avril 2023.

Les autres recettes et produits divers (2 % des recettes en 2020) et la part mutualisée des investissements (9 % des recettes totales en 2020) ne correspondent pas à l'activité réelle de la concession mais résultent de l'application de clés de répartition nationales ou régionales et donnent lieu à une proratisation en fonction de l'activité de la concession au sein de l'activité d'Enedis (recettes « non natives »).

(ii) *Des charges très partiellement affectées à « la maille » de la concession*

En progression de 4,7 % durant les quatre exercices à 196 M€ en 2020, 60 % (116 M€) de ces charges relèvent du régime des charges « non natives ». S'y ajoutent les charges de personnel (15 %, soit 29,7 M€) au sein desquelles le montant - hors coûts des travaux identifiables de la concession qui ne sont pas individualisés -, résulte de l'application d'une clé composite.

Comprises dans le poste des consommations en provenance des tiers, les charges de redevance de la concession versées par Enedis (2 % des charges en 2020) se composent de deux parts, l'une au titre des frais supportés par l'AODE pour exercer sa mission de contrôle (1 M€ en 2017, 1,3 M€ en 2020) et l'autre correspondant à la contrepartie des dépenses nettes d'investissement exécutées par le SDEC Energie (2,4 M€ en 2017, 2,7 M€ en 2020).

Pour les opérations d'intégration des ouvrages dans l'environnement (extensions, raccordements) réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du SDEC Energie (5,5 M€ en 2020, 6,8 M€ en 2021), Enedis lui verse aussi des contributions (1,2 M€ par an en 2020 et 2021).

Le montant total des redevances et contributions versées par le concessionnaire est passé de 4,8 M€ à 5,1 M€ en 2020 (4,1 M€ de redevances pour 2021).

2) *La concession de fourniture d'électricité*

Le taux d'usagers clients des TRV (majoritairement en zone rurale) était de 61,5 % en 2021 (287 000). Le nombre de clients au tarif bleu (résidentiel et non résidentiel) a baissé de 12 % (- 43 000 clients) et la consommation facturée de 18,5 %.

Les coûts commerciaux ont crû de 10,6 % à 23,6 M€. Le chiffre d'affaires s'est réduit de 4 % (192,7 M€) malgré une hausse de la part relevant du tarif bleu résidentiel entre 2019 et 2020 en raison notamment de la hausse des tarifs appliquées lors de ce dernier exercice (+ 2,4 % TTC au 1<sup>er</sup> février et +1,55 % TTC au 1<sup>er</sup> août).

En 2020, le nombre d'usagers en difficulté de règlement des factures et ayant bénéficié de l'accompagnement énergie du concessionnaire a été de 1 355 (- 50 %). En 2020 et 2021, le montant des chèques énergies reçus par EDF s'est élevé à 3 M€ (montant moyen de 139 euros par chèque), l'année 2021 ayant vu 14 586 clients bénéficier du chèque supplémentaire de 100 euros (chèque énergie « Macron »).

A fin 2020, 342 033 points de livraison répartis sur 455 communes membres du SDEC Energie étaient équipés du compteur communicant Linky, ce qui correspond à un taux d'équipement de 75 % (contre plus de 80 % au niveau national). Propriété du SDEC Energie (article L. 322-4 du code de l'énergie) qui a supporté 15 % du financement de leur déploiement, ces compteurs ont été intégrés dans le patrimoine de la concession pour 24,6 M€ (valeur nette comptable) en 2020.

Pour l'avenir, le syndicat entend contrôler les modalités du déploiement de ces éléments de son patrimoine et la mise en œuvre satisfaisante de la chaîne communicante des compteurs dont les données devraient lui permettre de mesurer la qualité de la tenue de la tension et de la continuité et partant, d'améliorer sa politique d'investissement.

### c. La répartition de la maîtrise d'ouvrage des investissements

Définie à l'annexe 1 du cahier des charges, cette répartition a été établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux ainsi que des catégories de communes.

De cette répartition, il ressort que le SDEC Energie exerce la maîtrise d'ouvrage à titre général, pour tous les travaux de renforcement, de sécurisation et d'extension en zone rurale et tous ceux qui concernent l'effacement sur les réseaux BT et, à titre d'exception, pour les travaux sur le réseau HTA, y compris pour les effacements de réseau. Les travaux sont réalisés par des prestataires privés à partir d'accords-cadres (Cf. *supra*).

De son côté, Enedis est maître d'ouvrage à titre général pour tous les travaux ayant lieu en zone urbaine et sur le réseau HTA sauf exception.

#### 1) Les travaux sous maîtrise d'ouvrage du SDEC Energie

Durant la période 2017-2021, le syndicat a réalisé sous sa maîtrise d'ouvrage un montant total de 67,8 M€ de travaux (hors frais de maîtrise d'œuvre à 9,5 % en moyenne).

En 2017 et 2018, les travaux faisaient l'objet de programmations annuelles et avaient vocation à être engagés et réalisés dans l'année de leur approbation. Sur un nombre total de 722 opérations conventionnées et lancées, 402 (56 %) ont été mises en service, dans un délai moyen de réalisation d'un peu moins de deux ans par opération.

A partir de 2019, tout en continuant de réaliser des travaux de raccordement dans l'année de leur autorisation (« travaux inopinés »), le SDEC Energie a décidé d'approuver ses propres PPI en complément de ceux engageant Enedis, à partir d'autorisations de programme et de crédits de paiement (AP/CP).

Le bilan des réalisations pour la période 2019-2021 montre que :

- sur les 716 opérations de travaux inopinés conventionnées et lancées, 490 ont été mises en service (68 %), soit un rythme de réalisation moyen d'environ 1,5 an ;
- sur les 575 opérations programmées et lancées au titre du PPI, 482 ont été mises en service (84 %), dont 293 au titre de l'année de leur lancement (rythme moyen d'environ deux ans), les trois-quarts des mises en service concernant les renforcements et sécurisations et le quart restant les effacements.

A fin 2021, sur l'enveloppe totale de 35,3 M€ des quatre AP approuvées pour la période 2019-2022, 18,8 M€ ont été décaissés (68 % du montant des CP votés) et 4,5 M€ ont été engagés (non encore facturés), soit un total de 23,3 M€ (66 % du montant des investissements à la fin de la troisième année du PPI).

Tableau n° 4 : Bilan d'avancement du PPI 2019-2021 au regard des engagements du SDEC Energie

Finalités PPI		Contribution du SDEC au PPI 2019-2022 (montants en milliers d'euros HT au 09/11/21)							Taux de réalisation
		Montants du PPI	2019-2020		2021		2019-2021		
			Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé*	Prévision	Réalisé*	
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	6 750	5 300	5 449	2 800	2 889	8 100	8 338	95 %
B	Sécurisation BT fils nus communes rurales	17 270	7 200	7 081	2 700	2 608	9 900	9 689	56 %
C	Sécurisation BT fils nus communes urbaines	7 500	2 400	2 312	1 600	1 323	4 000	3 635	48 %
D	Enfouissement des réseaux BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	1 500	920	982	320	499	1 240	1 481	99 %
E	Mise en oeuvre des travaux sous tension	280	140	127	70	35	210	162	58 %
<b>TOTAL</b>		<b>35 300</b>	<b>15 960</b>	<b>16 961</b>	<b>7 490</b>	<b>7 364</b>	<b>23 450</b>	<b>23 305</b>	<b>66 %</b>

\* Ces données sont réalisées ou estimées, tous les travaux n'étant pas encore totalement facturés

Source : SDEC Energie

Au regard de ses engagements financiers déclinés en cinq finalités, le syndicat explique la faiblesse (56 %) du taux de réalisation pour la sécurisation BT en fils nus dans les communes rurales (finalité B) par des écarts constatés (audits terrain) entre l'inventaire technique (cartographique) et l'inventaire comptable des linéaires concernés émanant du concessionnaire (à fin 2021, 24 km de linéaire ont été identifiés comme ayant dû disparaître des bases techniques), ces écarts ayant des conséquences sur le rythme d'exécution financière du PPI du SDEC.

Enedis explique le décalage entre les deux inventaires par le délai moyen de réception des plans d'environ un an dans le cadre de la mise à jour cartographique des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du syndicat. Conduisant lui-aussi un programme de sécurisation, Enedis fait état de réunions d'étape sur la tenue des inventaires avec l'AODE (ex. septembre 2022).

En ce qui concerne le taux de réalisation de 48 % pour la sécurisation de ces ouvrages dans les communes urbaines (finalité C), le SDEC Energie intervient dans le cadre d'opérations d'enfouissement coordonné avec d'autres réseaux appartenant aux communes concernées (ex. éclairage public), lesquelles ne sont pas systématiquement en mesure de programmer et/ou de financer leur part de travaux durant la période du PPI.

Sur ce point, Enedis précise que par rapport à l'enfouissement coordonné, la technique aérienne conduisant à séparer les réseaux d'électricité et d'éclairage publics est plus économique et rapide. L'enfouissement du réseau électrique concédé permet quant à lui de conserver les poteaux avec l'éclairage public, de passer des fourreaux en attente avec l'implantation de massifs et ainsi de différer les investissements.

Selon l'avenant n° 4 à la convention de concession, le bilan d'exécution des investissements réalisés au 30 septembre 2022 par l'AODE au titre du PPI 2019-2022 est de 30,85 M€ sur un total prévu de 35,3 M€ (87 %).

Sur les 67,8 M€ de travaux réalisés durant la période 2017-2021, la charge nette (hors produits de la TCCFE) supportée par le SDEC Energie s'est élevée à 8,5 M€ (1,7 M€ par an) après déduction des 59,3 M€ de recettes émanant du CAS- FACé (23,4 M€), des redevances du concessionnaire (18,5 M€) ainsi que de participations des collectivités (1,3 M€) et des tiers pour les travaux inopinés (16,1 M€).

En moyenne annuelle, le syndicat a réalisé 46 opérations d'enfouissement coordonné pour un coût d'investissement de 1,1 M€ et perçu 11 000 euros de location de fourreaux.

## 2) *Les investissements du concessionnaire*

Durant la période 2017-2020, les investissements d'Enedis ont atteint un total cumulé de 171,2 M€ (40,9 M€ en 2020, soit 1,02 % du total investi au niveau national).

Au titre du PPI 2019-2022, l'engagement total d'Enedis est fixé à 38,5 M€. Selon le SDEC Energie, le concessionnaire a exécuté 28,7 M€ d'investissements à fin 2021, ce qui apparaît cohérent avec la durée quadriennale du plan. Cependant, certains objectifs n'étaient pas atteints à cette date.

**Tableau n° 5 : Finalités du PPI 2019-2022 pour lesquelles les objectifs quantitatifs n'ont pas été atteints par Enedis (à fin 2021)**

	Unité	Objectifs quantitatifs PPI 2019-2022	Réalisé à date	Ecart en quantité
Renouvellement des câbles HTA souterrain	Km déposés	44	23	-21
Lignes aériennes HTA rénovées (prol. durée de vie)	Km traités	320	155	-165
Création d'organes de manœuvre télécommandés	Nombre d'ouvrages	112	81	-31
Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation sur la pollution	Nombre de transformateurs traités	160	136	-24

Source : SDEC Energie

Selon l'avenant n° 4 précité, le bilan d'exécution des investissements réalisés par Enedis au titre du PPI 2019-2022 a atteint, à la date du 30 septembre 2022, 37 M€, soit 96 % des montants prévisionnels. En outre, le concessionnaire avait prévu de transmettre à l'AODE le bilan définitif d'exécution de ce même PPI, au plus tard le 1<sup>er</sup> mars 2023.

Sur ce point, le concessionnaire souligne que ses investissements ont contribué à une amélioration significative du critère B TCC (Cf. *supra*), celui-ci ayant atteint 67,5 mn en moyenne sur la période 2018-2021 (- 8,9 mn de moins que la moyenne nationale sur la même période).

Selon le SDEC Energie, le PPI 2023-2026 (31 M€ de contribution prévue pour de l'AODE et 29 M€ pour le concessionnaire<sup>9</sup>) devrait voir l'achèvement de la suppression des réseaux fragiles (fils nus) en secteur rural, les autres priorités étant données à cette suppression en secteur urbain et aux investissements ciblés notamment dans les zones à risque d'inondation.

La valeur totale de remplacement des ouvrages a augmenté de 13,4 % (1,67 Md€ à fin 2020) et leur valeur nette comptable de 12,5 % (733,3 M€).

Outre les définitions méthodologiques (ex. durée d'amortissement par catégorie d'ouvrage), les CRAC présentent le détail des éléments intervenant dans la variation de ce dernier indicateur. Ces biens de retour ne sont toutefois mentionnés qu'en valeur brute.

Les ouvrages des biens non localisés « à la maille » de la concession qui sont valorisés à hauteur de 18,6 % de la valeur brute totale à fin 2020 ne sont pas définis dans les CRAC.

Sur ce point, Enedis précise que les travaux d'inventaire sont terminés pour la partie branchements et que des travaux de fiabilisation sont en cours sur l'inventaire des fils nus, ce qui va permettre d'améliorer significativement la localisation et le suivi des ouvrages au périmètre de l'AODE.

La chambre encourage le SDEC Energie à obtenir d'Enedis ces données complémentaires de manière à disposer d'une meilleure connaissance de la composition et de la valeur du patrimoine concédé et, partant, affiner la politique d'investissement et de renouvellement notamment au titre du SDI et des PPI. Ceci viendrait conforter sa démarche de vigilance en vue de garantir un rythme de renouvellement satisfaisant des ouvrages et l'amélioration de leurs performances.

<sup>9</sup> Hors investissements relatifs aux postes sources et aux raccordements.

## B. Les compétences optionnelles

### 1. La compétence d'autorité organisatrice pour la distribution de gaz

Contrairement à l'accès à l'électricité qui est un droit, l'accès au gaz est une option soumise à l'appréciation des usagers et des fournisseurs.

Les modalités d'intervention du SDEC Energie en qualité d'autorité organisatrice des services publics de distribution de gaz (cadre d'exercice de la compétence<sup>10</sup>, périmètre technico-financier, organisation des contrôles et audits) sont comparables à celles de l'électricité.

Toutefois, le syndicat n'exerce pas la maîtrise d'ouvrage de travaux - ceux-ci relevant des seuls concessionnaires -, même s'il indique réaliser un diagnostic ou accorder une aide financière d'appoint afin de faciliter le développement du réseau (0,1 M€ par an).

En 2022, 153 communes et communes déléguées ont transféré cette compétence au SDEC Energie, qui indique chercher à la « départementaliser » en exposant aux communes alimentées en gaz (ou qui vont l'être) l'intérêt de devenir adhérentes.

#### a. Le cadre juridique d'intervention

Comme pour la distribution d'électricité, le syndicat recourt au régime des concessions.

Il a conclu 11 conventions pour la distribution publique de gaz pour une durée de trente ans<sup>11</sup> avec trois concessionnaires (135 communes et communes déléguées alimentées) à partir de modèles (convention et cahier des charges) approuvés nationalement.

La convention dite « historique » conclue avec GRDF (opérateur unique) fin 1997 a fait l'objet de 19 avenants dont les 3 derniers ont acté l'extension du périmètre concédé à 42 communes et communes déléguées, en portant le total à 103 communes à partir de 2020.

Entre 2005 et 2017, le SDEC Energie a signé, après mise en concurrence, dix conventions de concession dont quatre avec GRDF, trois avec la société Antargaz et trois avec la société Primagaz.

Aucune commune n'ayant rejoint ou ne s'étant retirée avec des effets patrimoniaux du périmètre des concessions, aucun transfert d'actifs ou de passifs n'est intervenu.

#### b. Les principales données des réseaux concédés de gaz

Les analyses qui suivent ont été établies notamment à partir des données fournies par le SDEC Energie. Au regard de l'importance de la part des réseaux concédés à GRDF, quelques développements détaillés leur sont consacrés.

De 2017 à 2020, le linéaire des réseaux concédés est passé de 1 807 à 2 267 km (+ 25,5 %), le nombre de clients desservis de 90 846 à 108 465 (1 260 nouveaux raccordements par an).

La consommation a crû de 8 % à 2 500 GWh et les tarifs moyens (0-30 000 kWh) B1 (particuliers) et P2 (copropriétés) respectivement de 8 et 19 %.

<sup>10</sup> Article L. 2224-31 du CGCT, loi n° 46-628 du 8 avril 1946 et autres lois d'application.

<sup>11</sup> En application de la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993 (articles 38 à 47) relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, dite « loi Sapin ».

1) *Les concessions de GRDF présentent des résultats en nette baisse malgré la hausse du nombre d'usagers*

Le nombre de clients a progressé de 17 % tant pour les cinq concessions attribuées à GRDF (104 209 en 2020) que pour la concession « historique » (103 165 en 2020).

L'analyse en tendance des données tirées des comptes d'exploitation de ces concessions apparaît peu pertinente dans la mesure où un changement de méthodologie dans le calcul et la présentation d'importants postes financiers est intervenu à partir de 2018.

Réalisée à partir de retraitements permettant une continuité dans les postes de charges et de recettes, l'analyse ci-après porte sur la période triennale 2018-2020.

Le résultat global (après péréquations) de GRDF s'est fortement réduit entre 2017 (2,6 M€) et 2020 (- 11 000 euros).

Le solde d'exploitation de la concession « historique » s'est réduit, en raison d'une progression plus importante des charges (+ 5 %) que des recettes (+ 0,3 %) issues des seuls produits de vente de prestations.

Les autres concessions GRDF présentent des résultats globaux déficitaires malgré une hausse de 16 % du nombre de clients à 1 044 en 2020 (881 en 2017).

Pour la période triennale, le montant total des investissements pour la valorisation des ouvrages concédés à GRDF a atteint 47,6 M€ (12,9 M€ en 2017), dont 46,6 M€ pour la seule concession « historique » (12,6 M€ en 2017).

Selon GRDF, les effets de la crise sanitaire en 2020 sur les investissements sont estimés à environ - 10 % des montants prévus en raison principalement d'une nette baisse des raccordements de clients (confinements), des arrêts de nombreux chantiers accentués par un attentisme affectant les autorisations de voirie en partie lié aux élections municipales et d'un retard dans l'installation des compteurs communicants (« Gazpar »).

A fin 2020, la valeur brute du patrimoine (biens concédés et autres biens) auprès de GRDF (toutes concessions), s'élevait à 270,5 M€ (0 euro pour la concession conclue en 2017), sa valeur nette comptable (hors amortissements) atteignant 149,8 M€.

Selon le syndicat, le montant des droits du concédant (valeur des biens à remettre gratuitement par GRDF au SDEC Energie en fin de concession), qui n'apparaît plus dans les CRAC, s'élevait à fin 2020 à 112,34 M€ dont 111,74 M€ pour la concession historique.

2) *Les concessions attribuées à Antargaz et Primagaz sont à l'équilibre*

En montants cumulés, les six concessions attribuées aux sociétés Antargaz et Primagaz sont de taille plus modeste que celles confiées à GRDF.

Présentant des résultats erratiques, ces concessions s'équilibrent (0,32 M€ de résultat d'exploitation cumulé) tout en observant une baisse de leurs recettes (- 8 %) et de leurs charges (- 9 %) alors que le nombre de clients augmente peu (+ 4 % à 1 568).

De 2017 à 2020, ces deux concessionnaires ont investi un montant total de 0,35 M€ (0 euro pour la concession conclue par Primagaz en 2012).

c. Le contrôle sur les concessions

Les éléments figurant dans les CRAC pour les exercices 2017 à 2020 apparaissent, dans leur ensemble, conformes aux exigences stipulées dans les cahiers des charges pour ce qui concerne les concessions de GRDF et d'Antargaz.

En revanche, les CRAC établis par Primagaz sont trop succincts et ne comportent pas les rapports généraux sur la qualité et la sécurité, sur le développement de la concession,

sur la qualité des services, sur la solidarité et sur les éléments financiers, comptables et patrimoniaux des concessions. Même s'il fournit les données chiffrées au titre de ces différents domaines et à la « maille » communale permettant au syndicat de réaliser ses contrôles, le concessionnaire ne respecte pas le formalisme requis par le contrat qu'il a signé.

Sur ce point, le SDEC Energie s'est engagé à intervenir auprès de Primagaz en 2023 afin que ce dernier respecte ses obligations.

Comme pour les concessions d'électricité, si les bilans des rapports de contrôle ont été présentés en commission des concessions pour toutes les concessions, les CRAC n'ont pas été soumis au comité syndical.

La chambre observe que la difficulté majeure à laquelle Antargaz et Primagaz doivent faire face est le manque de dynamisme de la clientèle pour l'alimentation en gaz.

Au regard de la forte hausse du prix du gaz résultant notamment de l'évolution récente du contexte international, les effets de cette situation risquent de s'en trouver accentués malgré l'application du « bouclier tarifaire » institué, comme pour l'électricité, par l'Etat (hausse limitée à 4 % en 2022 puis 15 % en 2023).

A la faveur du retour à un contexte « normalisé » de tarification et de consommation, l'amélioration des résultats d'exploitation des concessions requiert du SDEC Energie d'obtenir de la part des concessionnaires une action commerciale renforcée afin de capter de nouveaux usagers.

En conclusion, la chambre observe que le SDEC Energie exécute sa mission de contrôle sur le respect des engagements de ses concessionnaires de gaz de manière satisfaisante, sous réserve toutefois d'obtenir de Primagaz qu'il complète ses CRAC conformément au cahier des charges.

Comme pour l'électricité, la chambre lui rappelle l'obligation de soumettre chaque année les CRAC à l'examen du comité syndical, d'une part, et lui recommande de présenter rapidement à ce dernier les bilans de contrôle des concessions pour les années 2017 à 2021, d'autre part. Le SDEC Energie est engagé à s'y conformer dès 2023.

## 2. Les compétences en matière d'éclairage public et de signalisation lumineuse

### a. Le cadre d'intervention du SDEC Energie

Selon le plan national de sobriété énergétique du 6 octobre 2022, l'éclairage public représente le deuxième poste de consommation d'énergie des communes (12 % des consommations et 18 % des coûts d'énergie) après les bâtiments, et 31 % des charges d'électricité.

Comme pour la signalisation lumineuse, le SDEC Energie exerce la maîtrise d'ouvrage des installations et des réseaux mis à sa disposition par les adhérents. Il en assure la maintenance et les dépannages, gère les contrats de fourniture d'électricité et se fait rembourser annuellement les consommations par les adhérents.

Lors de l'adhésion de la CUCLM et des retraits de la CC Cabalor et des communes déléguées de Guilberville et de Pont-Farcy, les remises des biens afférents aux réseaux d'éclairage ont été actées par des états dressés contradictoirement. En 2020, le SDEC Energie a approuvé les barèmes de valorisation et d'amortissement des ouvrages.

Cette compétence tend à se « départementaliser », le nombre d'adhérents allant croissant (449 en 2017 à 453 en 2021). Son transfert par la CC Bayeux Intercom est intervenu fin juin 2022 et celui de la commune de Colombelles est prévu pour 2023.

En comparaison, la compétence en matière de signalisation lumineuse n'a été transférée au syndicat que par 42 communes adhérentes (100 carrefours) à fin 2021.

### b. La mise en œuvre des opérations

Les opérations de maîtrise d'ouvrage pour l'éclairage public et la signalisation lumineuse interviennent souvent dans le cadre de l'enfouissement coordonné avec les réseaux d'électricité et, le cas échéant, de télécommunications, mais également dans le cadre d'investissements de renouvellement du réseau d'éclairage public.

L'importance du parc sous compétence syndicale (102 000 luminaires et 4 000 armoires en 2021) permet l'accès à des conditions tarifaires attractives auprès des prestataires sélectionnés par accords-cadres.

Entre 2017 et 2021, le nombre d'interventions du SDEC Energie sur les réseaux d'éclairage public s'est élevé en moyenne à 4 625 par an, dont 3 900 pour la maintenance.

Le montant des crédits consommés s'élève, hors enfouissement coordonné, à 8 M€ en moyenne annuelle (6,5 M€ en 2021), dont 3,5 M€ pour la modernisation (investissement), 1,7 M€ pour le renouvellement des points lumineux et 2,8 M€ pour la maintenance (fonctionnement).

Selon le syndicat, le programme global d'efficacité énergétique mis en œuvre durant la période 2011-2021 (de 30 à 65 % d'aide du syndicat) a permis de passer d'une puissance moyenne par luminaire de 132 à 112 W (2 200 luminaires énergivores restaient à remplacer en 2022 pour 14 000 en 2011) et d'atteindre un âge moyen des foyers de 12,9 ans en 2021 (45 % des 10 millions de foyers ont plus de 25 ans au plan national<sup>12</sup>).

Le nombre annuel moyen d'interventions du syndicat au titre de la signalisation lumineuse est de 178. En 2021, il était de 101 pour des crédits consommés de 0,36 M€ (0,3 M€ en 2017).

Depuis 2021, le syndicat applique des tarifs forfaitaires en fonction de l'âge et de la puissance des installations pour les opérations de maintenance et les services associés.

La chambre observe qu'au titre d'une compétence quasiment départementalisée, le SDEC Energie a su adapter ses interventions en prenant en compte les problématiques de mutualisation et de sobriété énergétique, d'une part, et en recourant pour cela à des dispositifs incitatifs accompagnant les mesures préconisées nationalement, d'autre part.

### 3. L'électromobilité

Conformément aux dispositions de l'article L. 2224-37 du CGCT, le SDEC Energie exerce la compétence relative à l'installation et à l'exploitation d'infrastructures de charge à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables (IRVE) ou à hydrogène.

En 2021, 163 communes dotées d'IRVE ont transféré cette compétence au syndicat.

En application de son schéma de 2014 complété en 2018 et 2021, le SDEC Energie a entièrement déployé et financé son propre réseau (« *MobiSDEC* ») dont le nombre d'IRVE interopérables à partir de supports de monétique est passé de 159 en 2017 à 238 bornes électriques (1 borne tous les 15 km ou pour 3 000 habitants en moyenne) et 2 stations à hydrogène (Cf. *supra*).

Le syndicat exerce la maîtrise d'ouvrage des installations (entreprises sélectionnées par accords-cadres), les adhérents autorisant à titre gracieux l'occupation de leur domaine. Hors schéma, il le fait en allouant 20 % d'aide aux communes (2 cas entre 2017 et 2021).

---

<sup>12</sup> Source : plan national de sobriété énergétique (octobre 2022).

Il ressort du bilan financier pour 2020 de la convention de financement conclue en 2014 et pour six ans avec l'ADEME (programme investissements d'avenir) que le coût moyen d'une borne à charge normale s'est élevé à 18 000 euros (2,1 M€ pour 117 bornes) et à 35 000 euros pour une borne à charge rapide (estimations initiales de 11 400 euros et 45 000 euros).

Selon le SDEC Energie, les coûts actualisés d'une borne de recharge 22 kVA s'élevaient en 2021 à 10 000 euros d'investissement et 1 300 euros de fonctionnement (hors consommations).

Le SDEC Energie est aussi responsable de la maintenance et de l'exploitation des IRVE. Il confie à des sociétés privées ces missions et celle de supervision du réseau par accords-cadres, d'une part, et celles de la perception des recettes (0,36 M€ cumulés de 2018 à 2021) et de la gestion des relations avec les usagers contre une rémunération forfaitaire (40 800 puis 38 000 euros annuels pour 2022 à 2025) par une convention de mandat (article D. 1611-32-2 et suivants du CGCT), d'autre part.

Le réseau « *MobiSDEC* » figure parmi les plus fréquentés des départements normands. Selon les bilans du SDEC Energie, tous ses indicateurs d'activité sont en hausse depuis 2018.

Le nombre d'abonnés a quadruplé entre 2018 et 2021 (de 700 à 2 900) tandis que celui des sessions de charge a plus que quintuplé (de 8 200 à 46 300). En 2021, ces sessions se répartissaient à raison de 38 % d'abonnés, 54 % d'itinérants et 8 % de ponctuels.

Une grande majorité (de 80 à 90 %) des bornes présentaient cependant un taux d'occupation n'excédant pas 10 %, 7 % d'entre elles entre 10 et 25 %, quelques points étant à plus de 25 % sans toutefois excéder 30 à 40 %. En 2019, le nombre moyen de bornes non utilisées atteignait 80 par mois (données 2020 non pertinentes pour cause de crise sanitaire).

Après déduction des financements externes obtenus, le syndicat a investi au total 0,78 M€ en 2020 et 2021 (0 euro de 2017 à 2019) et réglé 1,2 M€ de coûts de fonctionnement.

En avril 2022, le SDEC Energie a lancé, sous l'égide du TEN, la phase amont du diagnostic préalable au lancement du nouveau schéma directeur des IRVE d'ici à 2023.

Selon une étude préparatoire, le Calvados était équipé de 370 bornes ouvertes au public, dont 230 bornes (471 points de charge) publiques et 140 bornes (218 points de charge) privées en 2021 (Cf. carte en annexe 2).

Une hypothèse de déploiement de nouvelles bornes à l'horizon 2032, fondée sur des indicateurs d'usage et des options de déploiement selon des scénarios multifactoriels (part de la voiture et des autres modes, évolution tendancielle ou incitative à la conversion au 100 % électrique), est à l'étude.

Afin de conforter ses choix ou de réorienter ses investissements, le SDEC Energie précise qu'il a lancé fin 2022 une étude juridico-financière en vue d'identifier le mode de gestion le plus pertinent dans la perspective du développement de son réseau d'IRVE et d'élaborer le plan d'affaires y afférent.

En conclusion, la chambre observe que le SDEC Energie a su déployer de manière volontaire et coordonnée un réseau d'IRVE afin d'accompagner l'atteinte des objectifs nationaux (100 000 bornes en 2022) et qu'il en a suivi les évolutions tant en termes d'exploitation que d'utilisation.

Elle lui recommande de compléter les études de son projet de nouveau schéma directeur d'une étude coût-efficacité des IRVE à partir d'une analyse territorialisée des usages et d'une connaissance précise du maillage des bornes du secteur privé.

#### 4. La production des énergies renouvelables

Le SDEC Energie exerce principalement la maîtrise d'ouvrage pour la construction d'installations de production d'électricité photovoltaïque, sur des toitures de bâtiments publics de collectivités et de réseaux de chaleur. Les travaux sont confiés à des prestataires à partir d'accords-cadres.

L'action du syndicat s'inscrit dans les objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable (ex. 40 % de la production d'électricité en 2030).

Le SDEC Energie prodigue des conseils gratuits (logiciel de cadastre solaire d'évaluation des potentiels « *Soleil 14* »), réalise les études technico-financières (25 par an en moyenne de 2017 à 2021), le montage des projets (seuil de rentabilité sur vingt ans) et la mobilisation de financements. Les adhérents mettent leur toiture à la disposition du syndicat par bail emphytéotique à titre gratuit, ce dernier effectuant l'exploitation, la maintenance de l'installation et la revente de l'électricité produite à EDF (108 400 euros entre 2018 et 2021 - Cf. budget rattaché).

Selon des conditions comparables à celles des centrales photovoltaïques, le syndicat réalise de réseaux de chaleur (chaufferies à bois). Il les finance à hauteur de 20 à 30 % (sur un total de 20 à 30 000 euros par opération) et applique un forfait individualisé de maintenance.

A fin 2021, 22 installations de production d'énergies renouvelables avaient été mises en service (16 photovoltaïques, 6 chaufferies à bois), conduisant le syndicat à décaisser un montant total de 1,15 M€ en investissement et 0,15 M€ en fonctionnement.

En 2022, trois projets de centrales photovoltaïques ont été programmés (deux autres sont en cours d'étude). Trois chaufferies à bois sont en projet pour une mise en service d'ici fin 2023.

Le SDEC Energie indique qu'une stratégie de développement des projets photovoltaïques en fonction de leur taille (puissance de production) a été présentée au comité syndical en 2022. Le dispositif de financement actuel des opérations retracé dans le budget rattaché ne permettant de réaliser qu'une voire deux installations par an ce qui apparaît insuffisant, il indique étudier la mise en œuvre d'autres modalités à partir de 2024.

S'il semble à ce stade prématuré de procéder à une évaluation très précise des effets de l'exercice de cette compétence compte tenu de son caractère très récent, la chambre recommande au syndicat d'établir sous trois ans un bilan coût-efficacité de ses dispositifs avant d'envisager une éventuelle amplification face à des attentes croissantes prévisibles.

#### 5. La contribution à la transition énergétique

Au titre du conseil en énergie partagé (CEP), le syndicat réalise des études et diagnostics (50 par an) pour accompagner les adhérents dans leur recherche d'optimisation des consommations énergétiques de leurs bâtiments. Il finance la réalisation d'un audit énergétique, le cas échéant, la mise en œuvre des préconisations puis l'établissement d'un bilan annuel de suivi pendant trois ans (environ 60 par an).

De 2017 à 2021, le syndicat a exécuté une moyenne annuelle de 0,85 M€ de dépenses pour cette compétence (260 bâtiments situés dans 80 communes suivis en 2022).

Dans le cadre du nouveau CEP, le SDEC Energie expérimente en 2022 un dispositif d'accompagnement sur appel à projets pour la rénovation énergétique des bâtiments (20 à 80 % d'aide pour l'élaboration de la stratégie de rénovation et 30 % dans une enveloppe totale de 1 M€ pour les travaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage).

Le SDEC Energie réalise des actions d'information et de sensibilisation pour le grand public (330 par an entre 2017 et 2019), notamment avec sa « *Maison de l'énergie* » (4 600 visiteurs en 2019).

Les missions du CEP apparaissent en cohérence avec les objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie pour le secteur public et doivent être coordonnées aux différents dispositifs de financement afférents.

### C. Les activités complémentaires

Le SDEC Energie exerce des missions complémentaires de mutualisation (Cf. SIG « Mapéo ») et de coopération en concluant des conventions avec les collectivités, y compris les non-adhérentes.

Le syndicat a accompagné cinq communautés de communes pour l'élaboration de leur PCAET (4 réalisés et 1 en cours d'approbation) durant la période 2018-2021.

Pour répondre aux exigences législatives de mise en concurrence des fournisseurs d'énergies auxquelles sont soumises les collectivités, le SDEC Energie a constitué dès 2015 un groupement d'achat pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel dont il est le coordonnateur (plus de 500 membres normands dont 300 dans le Calvados en 2022). Outre l'enjeu de la simplification des procédures, cette mutualisation permet à la collectivité de bénéficier de tarifs avantageux.

L'accord-cadre à marchés subséquents pour la période 2017-2019, qui a concerné 224 collectivités pour le gaz (1 074 contrats) et 427 collectivités pour l'électricité (9 500 contrats), a été reconduit pour la période 2020-2021.

Le SDEC Energie estime que sa méthode d'achat, par prise de position sur les marchés européens (enchères minutées), lui permet d'anticiper d'éventuelles hausses de tarifs, ce qui l'a mis en mesure, par exemple, de couvrir la plus grande partie des besoins en gaz du groupement de 2022 dès mars 2020 (période du premier confinement de la crise sanitaire).

Il précise que les prix obtenus pour 2022 sur trois des cinq lots d'électricité ont connu des baisses de 15 à 18 % pour le prix de base et de 10 à 11 % pour le prix de pointe par rapport à 2021. Le prix du kWh de gaz a baissé de 21,5 %.

Or si une collectivité disposant de contrats pour chacun des cinq lots d'électricité a pu bénéficier d'une baisse moyenne des tarifs de 8 %, celles qui n'en avaient qu'un pour un seul lot ont connu des sorts divers (+ 165 % pour le lot 2 après - 32 % pour 2021/2020 et - 9 % pour le lot 3 après - 5 % pour 2021/2020)<sup>13</sup>.

A fin 2021, les 25 % restants des besoins du lot 2 pour 2022 ont été couverts avec un coût estimé de 2,3 fois supérieur à celui de 2020 (74,24 euros pour 32,51 euros par kWh).

Les commandes fermes effectuées par le SDEC Energie au titre des groupements pour 2023 se caractérisent par des hausses très significatives du prix de la fourniture facturée (hors taxes) tant pour le marché subséquent du gaz (+ 100 à 150 % pour 1 MWh) que pour celui de l'électricité pour trois lots sur cinq<sup>14</sup>.

Le syndicat a fait état d'un différend avec EDF sur l'interprétation des bordereaux de prix des lots 1 et 4 du marché subséquent 2022-2023, l'attributaire lui ayant proposé un protocole transactionnel au lieu d'un projet d'avenant au marché. Les premières démarches de médiation pour le règlement du litige n'auraient pas abouti à ce stade.

Face aux récentes tensions inflationnistes affectant les prix des énergies et au-delà des dispositifs d'information habituels qu'il déploie, le syndicat s'est rapproché des

<sup>13</sup> Réunion de lancement des marchés subséquents du 28 octobre 2021.

<sup>14</sup> Le lot 1 (points raccordés en BT hors éclairage public) : + 35 à 40 %, le lot 2 (points d'éclairage public raccordés au B : + 100 à 150 %), le lot 4 (points raccordés en HTA) : + 25 à 30 %. Le lot 3 (points raccordés en HTA ou BT de plus de 36 kVA) observe une baisse de 5 à 10 % et le lot 5 (point à haute valeur environnementale) reste stable.

collectivités susceptibles de se retirer du groupement de commandes pour bénéficier des TRV<sup>15</sup>, afin de leur exposer les enjeux d'un tel retrait et, le cas échéant, de les orienter vers les dispositifs de compensations financières récemment mis en œuvre par l'Etat (ex. bouclier tarifaire d'électricité, amortisseur d'électricité, filet de sécurité énergie).

#### D. Les projets de prise de participation dans des sociétés

Les statuts prévoient que le SDEC ENERGIE est autorisé à prendre des participations dans des sociétés commerciales ou coopératives dont l'objet social concerne l'un de ses domaines d'intervention.

En novembre 2020, le SDE de la Manche a proposé aux autres syndicats d'énergie normands d'entrer au capital de la société d'économie mixte (SEM) West Energies dont l'objet porte sur le développement, la gestion, la production et le stockage d'énergies renouvelables (méthanisation, photovoltaïque, éolien, hydrogène, réseaux intelligents).

Le SDEC Energie n'a pas donné suite à cette proposition, l'analyse de la santé financière de la SEM ayant amplifié les doutes sur la viabilité de la structure dans la mesure où elle ne dispose pas d'un véritable portefeuille de projets susceptible d'assurer son développement et sa rentabilité.

##### 1. La prise de participation dans une société de projet dont West Energies est actionnaire

Sur la base d'études technico-financières, une société par actions simplifiée (SAS) dénommée « *Parc photovoltaïque de la Fieffe* » au capital de 10 000 euros réparti entre West Energies (26,7 %), la commune nouvelle de Vire Normandie (26,7 %), le SDEC Energie (26,7 %) et la Caisse des dépôts et consignations (19,9 %), a été créée en 2020.

Selon ses statuts, elle a pour objet la construction et l'exploitation d'un parc de production d'électricité d'origine photovoltaïque situé sur le territoire de la commune de Vire (dans le cadre du programme « Action Cœur de ville »), la vente de l'électricité produite et la promotion des énergies renouvelables.

Le coût total actualisé du projet au 2 avril 2022 était de 3,1 M€ à financer par un emprunt sur 25 ans de 2,1 M€ et un apport d'associés de 1 M€ (0,26 M€ pour le syndicat).

Le SDEC Energie précise qu'en l'état des études technico-financières et de rentabilité, les partenaires sont en cours de réflexion sur leur position à l'égard de la poursuite éventuelle de ce projet.

##### 2. Le projet de centrale de production d'énergie photovoltaïque avec la communauté de communes Cœur de Nacre

Le SDEC Energie est aussi en cours de réflexion pour participer avec la CC Cœur de Nacre à un projet d'installation et d'exploitation de centrales photovoltaïques en toiture de bâtiments implantés sur le parc d'activités « *Fossette* » à Douvres-la-Délivrande.

Selon les études de faisabilité co-financées à parts égales (30 000 euros), l'opération estimée en première analyse à 1,3 M€ pourrait être portée par une société à créer (capital de 130 000 euros) avec une majorité d'acteurs publics et des acteurs privés.

En l'état, le principe du lancement du projet, du choix du statut de la structure à créer (société de projet ou SAS) et du modèle économique (modalités de financement, durée

---

<sup>15</sup> Les communes employant au plus 10 personnes et disposant d'un budget de moins de 2 M€ de recettes, peuvent accéder aux TRV pour l'électricité (article L. 337-7 du code de l'énergie).

de l'exploitation, levier et seuil de rentabilité) restent à confirmer par les partenaires et font l'objet d'études complémentaires.

La chambre observe que le caractère stratégique et la portée des investissements à réaliser pour que les énergies renouvelables atteignent leur objectif-cible en termes de part au sein du bouquet énergétique national, requièrent l'implication de tous les acteurs concernés, y compris des syndicats d'énergie.

Dans l'hypothèse où le SDEC Energie déciderait de s'impliquer dans toute structure de partenariat public-privé, la chambre lui recommande de recourir à des missions d'assistance juridique et financière afin d'en mesurer les risques notamment au travers d'analyses comparatives concernant des montages préexistants dans d'autres collectivités du territoire national.

Sur ce point, le syndicat indique qu'il souhaite expérimenter une telle démarche pour de nouveaux projets photovoltaïques, afin de valider un modèle économique offrant une bonne rentabilité, ne nécessitant pas d'investissements des collectivités et permettant la mise en place de mécanismes d'autoconsommation pour sécuriser les prix de l'électricité sur le long terme, le choix d'une SEM comme structure juridique de portage étant à l'étude.

En conclusion, la chambre observe qu'au-delà de ses compétences traditionnelles pour lesquelles il est un acteur reconnu, le SDEC Energie a pris le parti d'orienter une part croissante de ses actions vers l'accompagnement des politiques et des projets liés aux différentes composantes de la transition énergétique (efficacité et sobriété) et de la production d'énergies renouvelables.

S'il entend désormais renforcer ses moyens en ce domaine (ex. rénovation thermique des bâtiments publics), il devrait aussi et en coordination avec les autres acteurs, définir ses outils d'intervention (schéma directeur, plan d'investissement) et d'assistance aux adhérents afin de les accompagner dans la réalisation de leurs projets susceptibles de capter les financements étatiques et européens qui y sont consacrés. Il aurait également avantage à procéder une évaluation globale de ses actions afin d'en mesurer les effets notamment en termes de réduction des consommations d'énergie, comme il le fait déjà dans le cadre du CEP (Cf. *supra*).

## **ANNEXES**

Annexe n° 1 : Données budgétaires et financières de 2017 à 2021

Annexe n° 2 : Données relatives à l'exercice de la compétence d'électromobilité

Annexe n° 3 : Glossaire

## Annexe n° 1 : Données budgétaires et financières de 2017 à 2021

### I/ La situation financière des budgets rattachés

Source : comptes administratifs et comptes de gestion

#### Budget rattaché - Energies renouvelables

Montants en euros	2018	2019	2020	2021
Charges de gestion	26 903,00	46 015,00	73 627,00	99 125,00
Produits de gestion	32 000,00	41 726,00	73 432,00	99 340,00
dont subventions du BP	32 000,00	30 501,00	18 443,00	15 449,00
CAF brute	5 097,00	-4 289,00	-195,00	215,00
Report (n-1) - exploitation	0,00	5 097,00	808,00	612,00
Dépenses d'investissement	100 433,00	425 433,00	210 248,00	467 597,00
Recettes d'investissement	1 472 374,00	141 317,00	226 996,00	93 578,00
Report (n-1) - investissement	0,00	1 371 941,00	1 087 824,00	1 104 571,00

#### Budget rattaché - Mobilité durable

Montants en euros	2018	2019	2020	2021
Charges de gestion	161 308,00	729 050,00	591 889,00	677 675,00
Produits de gestion	375 022,00	519 887,00	587 374,00	678 750,00
dont subventions du BP	360 000,00	330 213,00	309 798,00	343 133,00
CAF brute	213 714,00	-209 163,00	-4 515,00	1 075,00
Report (n-1) - exploitation	0,00	213 714,00	4 550,00	34,00
Dépenses d'investissement	0,00	135 170,00	262 274,00	304 682,00
Recettes d'investissement	2 878 384,00	290 125,00	266 942,00	422 594,00
Report (n-1) - investissement	0,00	2 878 384,00	3 033 339,00	3 038 008,00

Le SDEC ENERGIE compte deux budgets rattachés (BR) actifs à partir de 2018 et retraçant les activités de deux services publics industriels et commerciaux (SPIC). Ces budgets sont soumis à l'instruction comptable M4 et à l'obligation d'équilibre financier.

Créée par une délibération du 12 décembre 2017, une régie à autonomie financière a pour objet les compétences « énergies renouvelables » et « réseaux publics de chaleur et/ou de froid » et le budget rattaché énergies renouvelables (« ENR ») retrace sa comptabilité. Le syndicat a doté ce budget de 1,468 M€ en 2018.

L'activité de la section d'exploitation demeure modeste : 62 500 euros de dépenses réelles et 78 900 euros de recettes réelles en 2021, les ventes d'énergie en représentant les trois quarts tandis que le montant de la subvention exceptionnelle décline (32 000 euros en 2018, 8 000 euros en 2021). Concernant essentiellement l'installation de centrales photovoltaïques, les dépenses d'investissement ont dépassé 467 000 euros en 2021 alors que les recettes constituées de subventions demeurent nettement plus faibles (93 000 euros). La dotation initiale permet la poursuite de l'autofinancement de ce SPIC.

Les dépenses d'entretien/maintenance du patrimoine ont atteint un montant cumulé de 45 000 euros (21 % des dépenses d'exploitation) et celles de renouvellement 1,15 M€ (95 % des dépenses d'investissement) durant la période 2018-2021.

Par une délibération du 8 février 2018, le syndicat a créé une régie à autonomie financière ayant pour objet la gestion d'un service d'exploitation "*des infrastructures de charge des véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables, au gaz naturel ou au gaz liquéfié*". Le budget rattaché mobilité durable (« MD ») retrace la comptabilité de cette régie. Ce budget a reçu du syndicat une dotation initiale de 2,14 M€.

Les dépenses d'exploitation, supérieures à 320 000 euros depuis 2019, ont été financées par d'importantes subventions exceptionnelles annuelles (de 280 000 à 360 000 euros) en dépit de l'essor des produits versés par le mandataire de l'exploitation des bornes de recharge (178 627 euros en 2021).

Les dépenses d'entretien/maintenance du patrimoine ont atteint un montant cumulé de 1,1 M€ (72 % du total des dépenses d'exploitation) entre 2018 et 2021.

Les investissements demeurent modestes (0,57 M€) au regard de la dotation consentie par le syndicat et n'ont concerné que des équipements neufs.

Ce BR devait notamment supporter l'installation, l'exploitation et la maintenance de stations d'hydrogène. En mai 2019, les travaux en question avaient commencé quand le SDEC ENERGIE a saisi le préfet du Calvados pour demander une requalification de cette activité en service public administratif (SPA) en raison de la faiblesse du marché concerné. Après un refus initial, le préfet a accepté de qualifier ce service de SPA à titre dérogatoire et pour cinq ans. Il s'ensuit que les flux relatifs aux travaux de ces stations n'ont pas été retracés dans ce BR. Celui-ci ne concerne donc que les installations de recharge des véhicules électriques.

Pour ces deux BR dont la structure initiale de financement et de fonctionnement repose principalement sur le versement de subventions du budget principal, le SDEC ENERGIE n'a pas établi de prospective à ce stade dans la mesure où il a engagé des réflexions sur de nouvelles modalités de financement des projets et sur le cadre juridique des régies (ex. recours à l'emprunt, participation financière des bénéficiaires), lesquelles seront soumises très prochainement à la validation du syndicat.

III/ Tableau d'équilibre général du budget principal

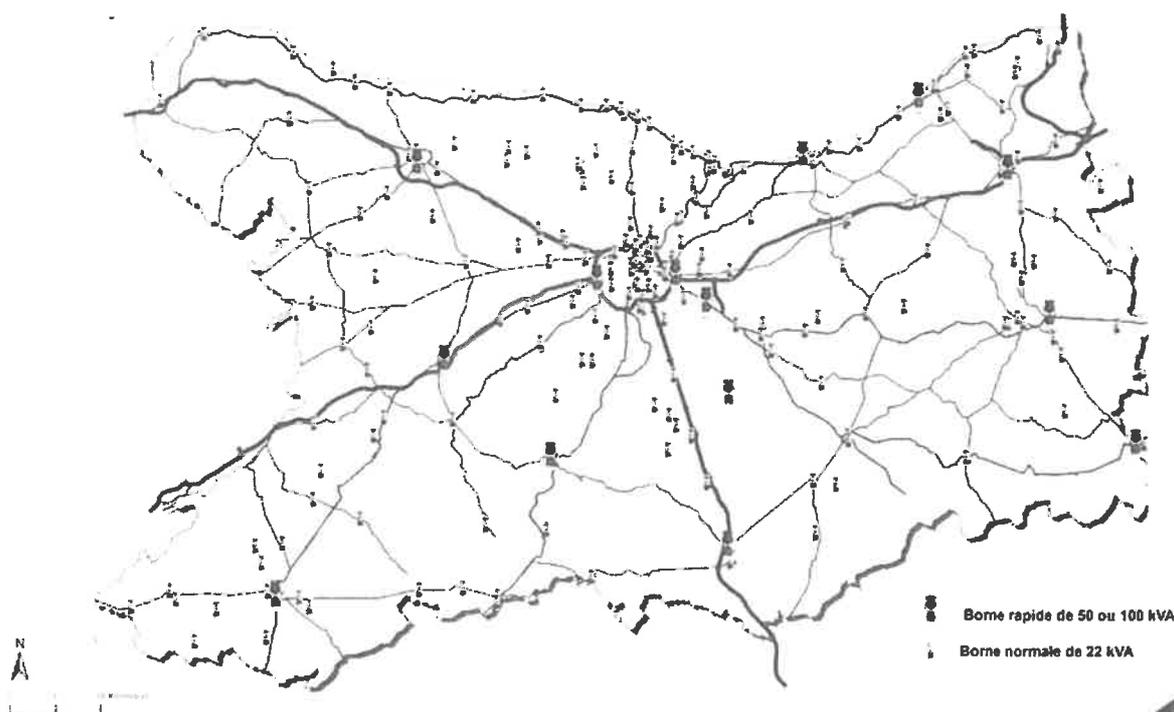
Source : ANAFI, d'après les comptes de gestion

Montants en euros	2017	2018	2019	2020	2021	Evol. 2021/2017	Var. annuelle moyenne ou cumul
<b>Ressources fiscales propres (nettes des restitutions)</b>	8 534 322	8 988 562	8 579 116	8 483 356	8 985 410	5,28 %	1,3 %
+ Fiscalité reversée	0	0	0	0	0		
= <b>Fiscalité totale (nette)</b>	8 534 322	8 988 562	8 579 116	8 483 356	8 985 410	5,28 %	1,3 %
+ Ressources d'exploitation	4 697 563	4 632 302	4 779 406	5 301 966	5 359 850	14,10 %	3,4 %
+ Ressources institutionnelles (dotaions et participations)	11 939 453	14 053 376	12 292 465	12 750 315	12 786 144	7,17 %	1,7 %
+ Production immobilisée, travaux en régie	0	0	0	0	0		
= <b>Produits de gestion (A)</b>	25 171 338	27 674 242	25 650 987	26 535 637	27 141 404	7,92 %	1,9 %
Charges à caractère général	7 477 956	7 247 291	7 287 577	7 113 461	7 149 115	-4,40 %	-1,1 %
+ Charges de personnel	2 981 763	3 288 484	3 329 530	3 430 858	3 434 101	15,17 %	3,6 %
+ Subventions de fonctionnement	148 369	133 705	207 460	162 866	193 510	30,42 %	6,9 %
+ Autres charges de gestion	118 217	107 969	112 376	78 991	114 459	-3,18 %	-0,8 %
= <b>Charges de gestion (B)</b>	10 726 306	10 777 449	10 936 943	10 786 174	10 891 184	1,54 %	0,4 %
<b>Excédent brut de fonctionnement (A-B)</b>	<b>14 445 033</b>	<b>16 896 793</b>	<b>14 714 045</b>	<b>15 749 462</b>	<b>16 250 220</b>	<b>12,60 %</b>	<b>3,0 %</b>
en % des produits de gestion	57,4 %	61,1 %	57,4 %	59,4 %	59,9 %	4,30 %	
+/- Résultat financier	-482 863	-421 226	-357 990	-295 440	-241 542	-50,00 %	-15,9 %
dont fonds de soutien - sortie des emprunts à risques	0	0	0	0	0		
- Subventions exceptionnelles versées aux services publics industriels et commerciaux	0	382 000	348 000	284 000	349 000		
+/- Solde des opérations d'aménagements de terrains (ou +/- values de cession de stocks)	0	0	0	0	0		
+/- Autres produits et charges excep. réels	51 928	92 581	-284 835	123 014	-38 037	-173,25 %	
= <b>CAF brute</b>	<b>14 014 098</b>	<b>16 176 149</b>	<b>13 715 220</b>	<b>15 283 036</b>	<b>15 621 641</b>	<b>11,47 %</b>	<b>2,8 %</b>
- Annuité en capital de la dette	2 945 471	2 926 260	2 797 712	2 734 855	2 478 988	-15,84 %	13 883 286
= <b>CAF nette ou disponible (C)</b>	<b>11 068 627</b>	<b>13 249 889</b>	<b>10 917 508</b>	<b>12 548 181</b>	<b>13 142 652</b>	<b>18,74 %</b>	<b>60 926 857</b>
TLE et taxe d'aménagement	447	144	400	1 314	916	149,22 %	3 221
+ Fonds de compensation de la TVA (FCTVA)	1 622 369	1 785 900	1 513 055	1 270 406	1 761 081	8,55 %	7 952 811
+ Subventions d'investissement reçues hors attributions de compensation	11 620 864	10 158 555	10 931 036	9 567 493	10 645 755	-8,39 %	52 923 703
+ Attributions de compensation reçues en investissement	0	0	0	0	0		0
+ Fonds affectés à l'équipement (amendes de police en particulier)	0	0	0	0	0		0
+ Produits de cession	5 900	0	14 100	10 250	150	-97,45 %	30 400
+ Autres recettes	0	-3 608 000	0	0	0		-3 608 000
= <b>Recettes d'inv. hors emprunt (D)</b>	<b>13 249 580</b>	<b>8 336 599</b>	<b>12 458 591</b>	<b>10 849 463</b>	<b>12 407 902</b>	<b>-6,35 %</b>	<b>57 302 136</b>
= <b>Financement propre disponible (C+D)</b>	<b>24 318 207</b>	<b>21 586 489</b>	<b>23 376 099</b>	<b>23 397 644</b>	<b>25 560 554</b>	<b>6,10 %</b>	<b>118 228 992</b>
Financement propre dispo / Dépenses d'équipement (y.c. Inv en régie)	85,1 %	95,6 %	106,3 %	88,0 %	108,5 %		
- Dépenses d'équipement (y compris travaux en régie)	28 570 517	22 584 181	21 991 836	26 603 291	23 551 914	-17,53 %	123 301 739
- Subventions d'équipement (y compris subventions en nature) hors attributions de compensation	68 863	6 922	368 836	43 998	328 346	376,80 %	816 765
- Subventions d'équipement versées au titre des attributions de compensation	0	0	0	0	0		0
+/- Dons, subventions et prises de participation en nature, reçus ou donnés	-2 823 615	-1 303 676	62 142	147 870	-844	-100,00 %	-3 918 123
- Participations et inv. financiers nets	0	0	0	2 670	0		2 670
+/- Variation de stocks de terrains, biens et produits	0	0	0	0	0		0
- Charges à répartir	0	0	0	0	0		0
+/- Variation autres dettes et cautionnements	0	0	0	0	0		0
= <b>Besoin (-) ou capacité (+) de financement propre</b>	<b>-1 407 658</b>	<b>289 062</b>	<b>853 486</b>	<b>-3 400 166</b>	<b>1 671 138</b>	<b>211,60 %</b>	<b>-1 974 058</b>
+/- Solde des affectations d'immobilisations	0	0	0	0	0		0
+/- Solde des opérations pour compte de tiers	-1 111 973	-1 701 702	-369 640	-1 419 523	-615 146	-44,70 %	-5 217 984
- Reprise sur excédents capitalisés	0	0	0	0	0		0
= <b>Besoin (-) ou capacité (+) de financement</b>	<b>-2 609 532</b>	<b>-1 402 640</b>	<b>583 845</b>	<b>-4 819 708</b>	<b>1 055 993</b>	<b>140,47 %</b>	<b>-7 192 042</b>
Nouveaux emprunts de l'année (y compris pénalités de réaménagement)	1 201 671	650 566	969 668	736 287	954 227	-20,59 %	4 514 417
Mobilisation (-) ou reconstitution (+) du fonds de roulement net global	-1 407 860	-752 074	1 553 511	-4 081 421	2 010 220	242,79 %	-2 677 625
<b>Encours de dette du BP au 31 décembre</b>	<b>18 008 977</b>	<b>15 733 283</b>	<b>13 905 238</b>	<b>11 908 670</b>	<b>10 383 908</b>	<b>-42,34 %</b>	<b>-12,9 %</b>
<b>Fonds de roulement net global</b>	<b>22 530 900</b>	<b>21 778 826</b>	<b>23 332 337</b>	<b>19 280 916</b>	<b>21 281 135</b>	<b>-5,64 %</b>	<b>-1,4 %</b>
en nombre de jours de charges courantes	733,7	709,8	754,0	634,1	697,1		
<b>Trésorerie nette</b>	<b>21 245 389</b>	<b>17 554 187</b>	<b>21 671 565</b>	<b>16 500 763</b>	<b>15 351 141</b>	<b>-27,74 %</b>	<b>-7,8 %</b>
en nombre de jours de charges courantes	691,8	572,1	700,3	543,5	503,3		

## Annexe n° 2 : Données relatives à l'exercice de la compétence d'électromobilité

### I/ Carte d'implantation des bornes de recharge pour les véhicules électriques dans le Calvados (publiques et privées) en 2021

Source : SDEC ENERGIE



### II/ Synthèse des données physiques et financières de la compétence d'électromobilité

Source : SDEC ENERGIE

Infrastructures de charges de véhicules (électriques, hybrides rechargeables, hydrogènes)	2017	2018	2019	2020	2021	Evol. 2021/2017
Nombre de communes équipées	159	159	159	161	163	2,52 %
Nombre total de bornes de recharge d'électromobilité en service	220	224	224	228	231	5,00 %
Nombre d'abonnés au service	275	687	1 128	1 738	2 919	961,45 %
Nombre de recharges réalisées	5 910	8 236	15 018	21 381	46 323	683,81 %
Temps moyen de la charge (en minutes)	92	93	130	127	140	52,17 %
Prix moyen de la charge (en euros)	3,50	2,99	3,18	4,19	4,89	39,71 %
Nombre de bornes de recharge entretenues/maintenues par le SDEC Energie	220	224	224	228	231	5,00 %
Nombre de demandes d'aides financières à l'achat de véhicules approuvées par le SDEC Energie	19	17	16	7	7	-63,16 %
Montant des dépenses de fonctionnement supportées par le SDEC Energie	0	161 048	339 284	324 947	389 771	
Montant des dépenses d'investissement supportées par le SDEC Energie	0	0	0	621 039	159 859	

### Annexe n° 3 : Glossaire

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AODE : Autorité organisatrice de distribution d'électricité

AODG : Autorité organisatrice de distribution de gaz

AP/CP : Autorisation de programme/crédits de paiement

BA : Budget annexe

BT : Basse tension (lignes à)

CAF : Capacité d'autofinancement

CAS-FACé : Compte d'affectation spéciale – Fonds d'amortissement des charges d'électrification

CC : Communauté de communes

CGCT : Code général des collectivités territoriales

CLé : Commission locale d'énergie

CRAC : Compte rendu annuel de concession

CUCLM : Communauté urbaine Caen la Mer

EDF : Electricité de France

EPCI : Etablissement public de coopération intercommunale

ETP : Equivalent temps plein

FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

GRDF : Gaz Réseau Distribution France

GWh : Gigawatt-heures

HTA : Haute tension (lignes à)

IRVE : Infrastructure de charge à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables

LED : Lampe à diode électroluminescente

MWh : Mégawats-heures

MWc : Mégawatt-crête

PCAET : Plan climat-air-énergie territorial

SAS : Société par actions simplifiée

SDEC Energie : Syndicat départemental d'énergie du Calvados ou « *SDEC Energie* »

SAS : Société par actions simplifiée

SEM : Société d'économie mixte

SIG : Système d'information géographique

TCCFE : Taxe communale sur la consommation finale d'électricité

TEN : Territoire d'énergie Normandie (Entente)

TRV : Tarif réglementé de vente

TURPE : Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité

TWh : Téra watt-heures



# Mission de contrôle 2022

## Rapport ANTARGAZ ENERGIES

Données 2021

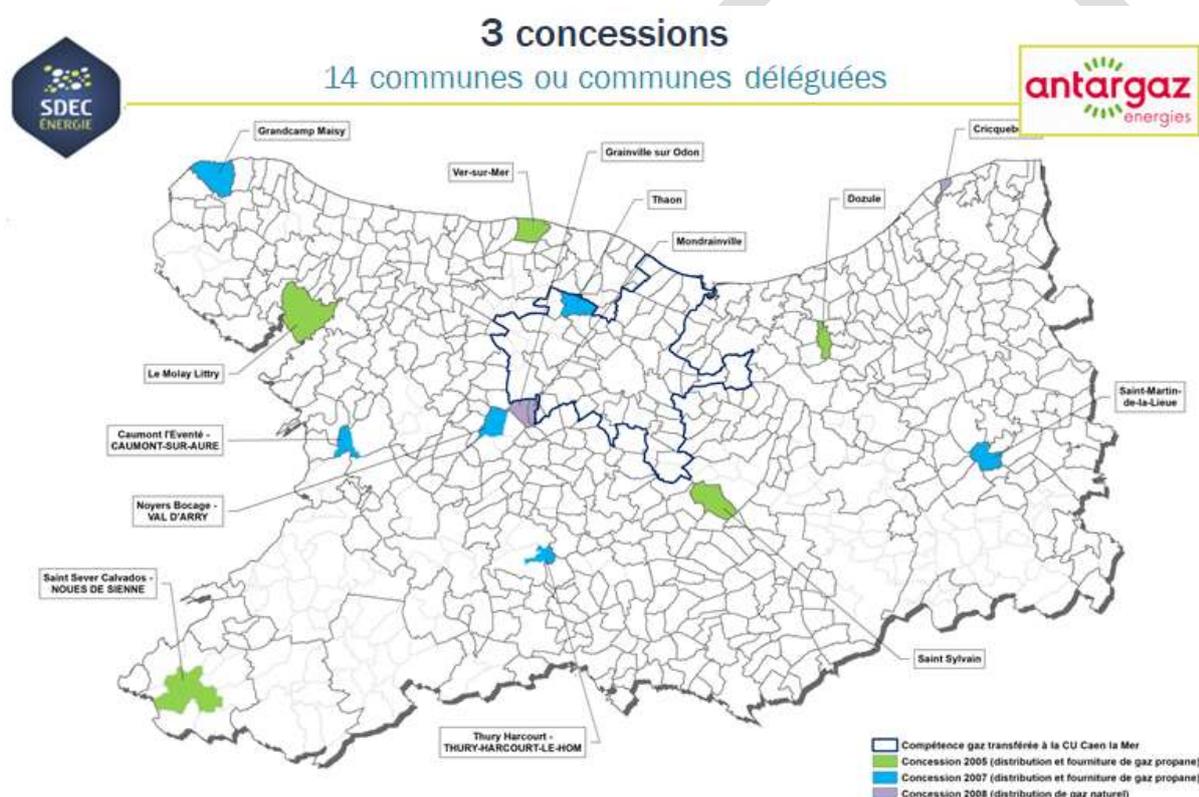
PROJET

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.

Le **SDEC ÉNERGIE** réalise chaque année une mission de contrôle afin de s'assurer de la bonne exécution des clauses des cahiers des charges de Concession. Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la **mission de contrôle 2022** à partir des données communiquées par le **Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES** au titre de l'année 2021.

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



### Le périmètre géographique des Concessions

Concession 2005	Dozulé, Le Molay Littry, Noyes de Sienne ( <i>Saint-Sever Calvados</i> ) <sup>1</sup> , Saint Sylvain, Ver sur Mer.
Concession 2007	Caumont sur Aure ( <i>Caumont-l'Éventé</i> ), Grandcamp Maisy, Val D'Arry ( <i>Noyers-Bocage</i> ), Saint Martin de la Lieue, Le Hom, ( <i>Thury-Harcourt</i> ).
Concession 2008	Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville.

<sup>1</sup> 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.

## Déroulement de la mission de contrôle 2022 :



L'ensemble des échanges liés à la mission de contrôle 2022 ont été organisés en vidéo-conférence. 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**.

### Objet des missions de contrôle :

Les missions de contrôle ont 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 des mailles différentes.
---------	--	--

## 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 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 d'Anne de Bagnaux au poste de Vice-Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES, au 1<sup>er</sup> septembre 2021.

**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 3<sup>ème</sup> acteur français du biométhane.

**Au 31 décembre 2021 :**

- ⇒ **ANTARGAZ ENERGIES** alimente **180 communes** dont l'exploitation des réseaux lui ont été concédés au travers de **91 contrats de Concession** avec **21 syndicats d'énergie** et **9 communes en direct**.
- ⇒ **ANTARGAZ ENERGIES** exploite près de **309 km** de réseaux. La société comptabilise **7 826** points de consommation sur ces réseaux. Elle a distribué et fourni **90,46 GWh<sup>2</sup>** de gaz et a acheminé **23,06 GWh** de gaz naturel sur ces réseaux.

Au 31/12/2021	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 de contrats de Concession	91	1	1	1	3	3%
Nombre de points de consommation	7 826	668	765	303	1 736	22%
Quantité de gaz propane distribué en MWh <sup>2</sup>	90 460	9 640	8 084		17 725	20%
Quantité de gaz naturel acheminé en MWh	23 060			8 320	8 320	36%
Linéaire de réseaux de distribution en m (hors longueur de branchement)	309 000	17 485	16 842	8 582	42 910	14%

<sup>2</sup> 1 GWh = 1 000 000 kWh - 1 MWh = 1 000 kWh

## TABLE DES MATIERES

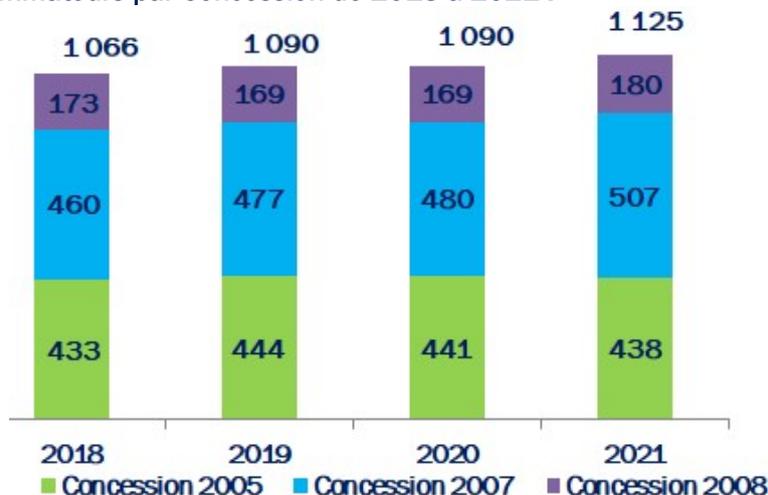
<b>I. LES USAGERS.....</b>	<b>8</b>
1. Les consommateurs.....	8
2. Les consommations en GWh.....	10
3. La fourniture de gaz propane.....	12
4. La fourniture de gaz naturel.....	16
5. La relève des compteurs.....	18
6. Les prestations annexes.....	19
7. La gestion des impayés.....	20
8. Le Chèque Energie.....	20
9. La satisfaction des usagers.....	21
BILAN DE LA PARTIE USAGERS.....	22
<b>II. LES TRAVAUX REALISES DANS L'ANNEE.....</b>	<b>23</b>
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.....	28
<b>III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION.....</b>	<b>30</b>
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
<b>IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ.....</b>	<b>42</b>
1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire.....	42
2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités.....	44
3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence.....	45
4. La surveillance des réseaux.....	46
BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....	47
<b>V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES.....</b>	<b>49</b>
1. Données comptables et financières communiquées.....	49
2. La valeur brute des ouvrages.....	50
3. Les valeurs nettes et les amortissements.....	52
4. Les dépenses d'investissements.....	54
5. Le renouvellement des ouvrages.....	54
6. Le compte « droits du Concédant ».....	55
7. La rentabilité des Concessions.....	56
8. Les comptes d'exploitation synthétiques.....	58
BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE.....	60
<b>Annexe n° 1 : Données à maille communale.....</b>	<b>61</b>
1. Concession 2005.....	61
2. Concession 2007.....	62
3. Concession 2008.....	63
<b>Annexe n° 2 : Les comptes d'exploitation détaillés.....</b>	<b>64</b>
1. Concession 2005.....	64
2. Concession 2007.....	65
3. Concession 2008.....	66

PROJET

# I. LES USAGERS

## 1. Les consommateurs<sup>3</sup>

Le nombre de consommateurs par Concession de 2018 à 2021 :



Le nombre d'usagers évolue de 3,2% pour s'établir à 1 125 en 2021. C'est la plus forte progression depuis 2016, après une année 2020 sans progression.

Il est à noter que les évolutions du nombre de consommateurs sont différentes en fonction des Concessions : la Concession 2005 perd 3 consommateurs, tandis que le nombre d'usagers progresse pour la Concession 2007 (27 usagers supplémentaires) et pour la Concession 2008 (11 usagers supplémentaires). 945 usagers consomment du gaz propane (Concession 2005 et 2007) et 180 usagers consomment du gaz naturel (Concession 2008).

Le nombre d'usagers par tranche tarifaire Concessions 2005 et 2007 :



Pour les Concessions 2005 et 2007, les usagers dits sociaux représentent 50% des consommateurs (475 usagers). On note en 2021, une forte augmentation du nombre d'usagers de cette catégorie (+10%) suite à une opération menée par le Concessionnaire visant à identifier l'ensemble des locataires des bailleurs sociaux.

**Le Concédant sollicite que ce type d'opération soit menée à un rythme au moins annuel.**

Pour la Concession 2008, les usagers de la tranche T2 (6 000 à 300 000 kWh) représentent 99% des consommateurs.

<sup>3</sup> En annexe n° 1, le lecteur trouvera le nombre d'usagers par commune et par Concession.



## Éléments à retenir

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

### La segmentation des consommateurs de gaz propane

Les particuliers	Les professionnels	Les usagers sociaux
------------------	--------------------	---------------------

Tranches tarifaires	Volume annuel consommé en kWh	Tranches tarifaires	Volume annuel consommé en kWh	Tranches tarifaires	Volume annuel consommé en kWh
BO'	de 0 à 6 000 kWh				
BO	> 6 000 kWh				
		B1	< 150 000 kWh	S1	< 150 000 kWh
		B2	>150 000 kWh à <300 000 kWh	S2	>150 000 kWh à <300 000 kWh
		B3	> 300 000 kWh	S3	> 300 000 kWh

Les tarifs de fourniture du gaz propane sont établis selon une segmentation des usagers basée sur 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 usagers sociaux sont les locataires des bailleurs sociaux qui bénéficient des tarifs correspondant à la consommation en kWh de l'ensemble des locataires de leur bailleur à la maille des Concessions. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.

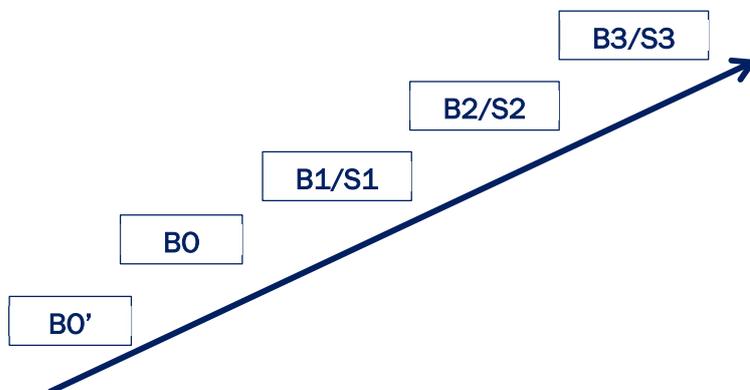
### La segmentation des consommateurs de gaz naturel

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

### La pyramide tarifaire – Fourniture de gaz propane

En principe, plus le volume annuel consommé est important plus le prix unitaire de la molécule est moindre.

Les tarifs des tranches tarifaires B et S sont identiques.



## 2. Les consommations en GWh<sup>4</sup>

Les consommations par Concession de 2018 à 2021 :



Le volume des consommations progresse après deux années de baisse consécutives, pour s'établir 26 GWh, en hausse de 18 % en moyenne par rapport à 2020, sur l'ensemble des trois Concessions. Cette progression est plus ou moins importante en fonction des Concessions :

- Pour ce qui concerne la Concession 2005, le volume consommé progresse de 18,5 % par rapport à 2020 pour atteindre 9,6 GWh,
- Pour ce qui concerne la Concession 2007, le volume consommé ne progresse que de 0,8% par rapport à 2020 pour atteindre 8,1 GWh.

Ainsi le volume consommé de gaz propane pour les deux Concessions 2005 et 2007 progresse de 9,7%. Pour ce qui concerne la Concession 2008, le volume distribué de gaz naturel progresse de 41,5%, pour s'établir à 8,3 GWh. Plusieurs phénomènes expliquent ces augmentations plus ou moins marquées :

- En premier lieu, le climat, l'année 2021 a été caractérisée par une alternance de périodes de douceur et de périodes de froid assez marqué : des records de froid ont ainsi été enregistrés mi-janvier et mi-février. La fraîcheur a ensuite dominé durant le printemps avec de fortes gelées tardives en avril et un mois de mai en moyenne plus de 1°C en dessous de la normale (Bilan annuel 2021 Météo France). Sur le Calvados, l'année 2021 a compté 2 487 DJU (degrés jours unifiés<sup>5</sup>- Station Météo France Carpiquet) contre 2 204 en 2020 entraînant une augmentation des consommations de chauffage estimée de 12,8%.
- Plus spécifiquement concernant l'évolution atypique de 41% du volume distribué sur le périmètre de la Concession 2008, cette hausse est en partie la conséquence du report en 2021 d'une partie de la consommation d'un usager suite à un incident de télé-relève en 2020.
- L'écart entre l'augmentation du volume consommé sur le périmètre de la Concession 2005 (18%) et de la Concession 2007 (0.8%) s'explique en partie par la baisse significative des consommations des usagers de la tranche B3 (-13%) sur la commune déléguée de Thury Harcourt liés à des changements d'usages et la perte d'un usager dans cette tranche tarifaire.

Les volumes annuels déclarés « consommés » par le Concessionnaire pour les Concessions 2005 et 2007 sont la somme des volumes facturés dans l'année et de provisions représentant la part des volumes non facturés de l'année (provisions), à laquelle est soustrait le volume des provisions de l'année précédente (prise de provisions).



Ce mécanisme reste opaque au terme de la mission de contrôle 2022, le Concédant souhaite que soit clarifié le mécanisme de constitution des provisions et que le Concessionnaire justifie l'importance des volumes provisionnés.

<sup>4</sup> En annexe n°1, le lecteur trouvera le volume consommé par commune et par Concession.

<sup>5</sup> Le degré jour unifié est une valeur représentative de l'écart entre la température d'une journée donnée et un seuil de température préétabli (18 °C dans le cas des DJU). Sommés sur une période, ils permettent de calculer les besoins de chauffage d'un bâtiment.



## Les volumes consommés de gaz propane Concession 2005/2007

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 :

$$V(D n) = V(\text{Fac } n) + V(\text{Prov } n) - V(\text{Prov } n-1)$$

Ou :

V(D n) = Volume déclaré (en kWh) comme consommé par le Concessionnaire,  
V(Fac n) = Volume facturé (en kWh) du 1<sup>er</sup> janvier au 31 janvier de l'année n (il peut donc s'agir de volume correspondant à une période de consommation antérieure au 01/01)  
V(Prov n) = Estimation du volume consommé qui n'a pas été facturé de l'année n ou « provisions »,  
V(Prov n-1) = Estimation du volume consommé qui n'a pas été facturé de l'année n-1 (provisions de n-1) ou « reprises de provisions ».

Les provisions représentent la part des consommations estimées des usagers qui ne sont pas facturées, de la date de leur dernière facture au 31/12. Il s'agit d'un volume estimé. La part du volume provisionné est importante au regard du volume facturé dans l'année. La part des provisions représente en fonction des années, entre 33% et 52 % de volume annuel facturé.

Concession 2005 – en GWh	2018	2019	2020	2021
Volume facturé	7,9	8,5	8,5	9,3
Provisions	3,4	3,2	2,8	3,2
<i>Part des provisions</i>	43%	38%	33%	35%
Concession 2007 – en GWh	2018	2019	2020	2021
Volume facturé	7,5	7,9	8,9	7,7
Provisions	3,9	4,0	3,1	3,6
<i>Part des provisions</i>	52%	51%	35%	46%

Plusieurs paramètres déterminent l'importance des provisions :

1. La date de la dernière facturation des usagers

Pour rappel, les usagers disposent de **deux modalités de paiement** :

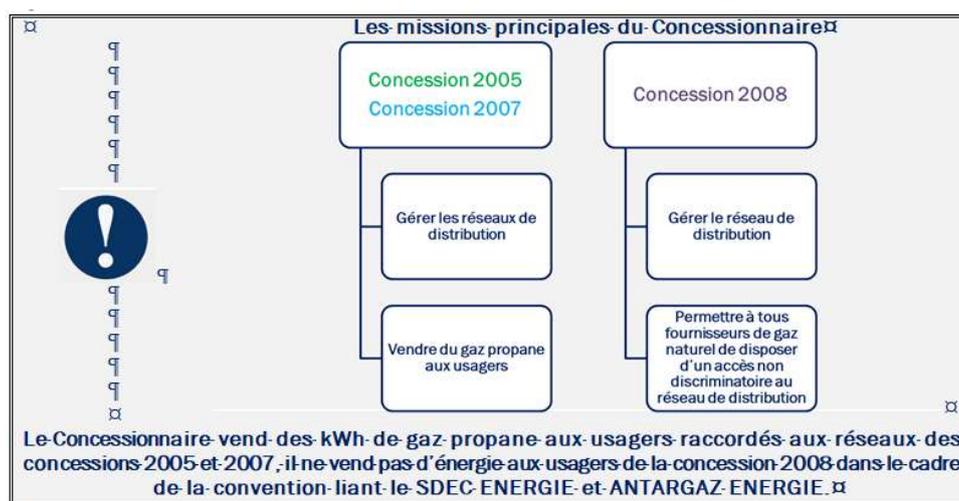
- **Le paiement mensuel**, dans ce cas l'utilisateur client reçoit :
  - o **une facture annuelle** (à compter d'une relève réelle du compteur) : cette facture annuelle reprend les abonnements et les consommations en kWh, la déduction des prélèvements effectués. Si le solde de l'utilisateur est débiteur un onzième prélèvement est émis correspondant au solde des sommes dues. Si le solde de l'utilisateur est créditeur soit il est être remboursé du trop-perçu, soit ce solde est reporté.
  - o **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.
- **Le paiement bimensuel** : l'utilisateur reçoit une première facture dans les deux mois qui suivent la mise en service du compteur. Cette facture comporte l'abonnement compris entre la date de mise en service de l'utilisateur et la date de la facture, deux mois d'abonnement à venir et les frais de mise en service. Il reçoit ensuite une **facture tous les deux mois** comprenant la consommation réelle ou estimée des deux mois passés et deux mois d'abonnement à venir.

2. L'estimation de leurs consommations entre la date de la fin de la période de consommation de leur dernière facture et le 31/12.

L'estimation du volume des consommations qui n'ont pas été facturées est calculée par le Concessionnaire à partir de plusieurs données :

- a. La Consommation Annuelle de Estimée ou Réelle de l'utilisateur,
- b. Leur profil,
- c. Leur situation géographique (rattachement à une station météo, zone climatique) et les températures.

### 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 1<sup>er</sup> avril et le 1<sup>er</sup> 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.

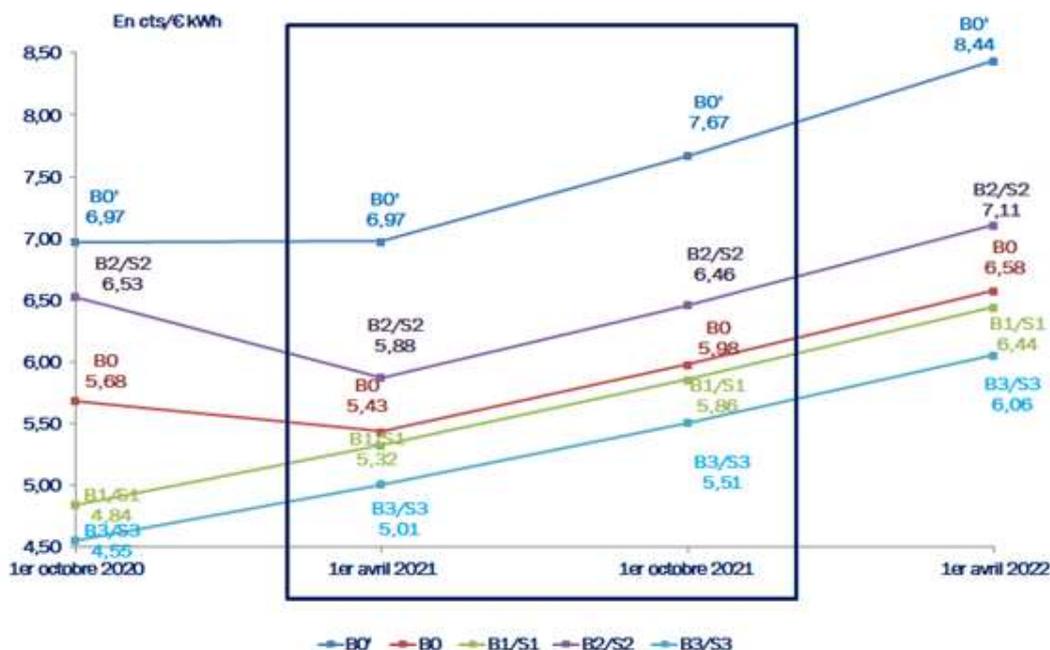
Le montant de l'effet de ce plafonnement dénommé le reliquat est reporté, en plus ou en moins, sur le prix de la période suivante en fonction de sa consommation estimée. Si l'affectation de ce reliquat entraîne, pour la période suivante un nouveau dépassement de cette marge d'évolution, le prix est à 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 1<sup>er</sup> 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'utilisateur (particuliers/ Professionnels/ usagers sociaux) et son besoin annuel (5 tranches).
2. Ce tarif est composé d'un terme proportionnel à la consommation de l'utilisateur et, d'un terme d'abonnement.
3. Le tarif des différentes catégories d'utilisateurs 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 1<sup>er</sup> avril et le 1<sup>er</sup> 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, le 1<sup>er</sup> avril 2021 les prix de vente du kWh de propane ont évolué diversement :

- Pour la tranche B0', le prix de vente stagne,
- Pour la tranche B0, le prix de vente se contracte de 4%,
- Pour les tranches B1 et S1 les prix de vente augmentent de 10%,
- Pour les tranches B2 et S2 les prix de vente se contractent de 10%,
- Pour les tranches B3 et S3 les prix de vente augmentent de 10%.

Lorsque les prix de vente se contractent ou augmentent de moins de 10%, ces évolutions sont liées à l'existence de reliquats négatifs qui viennent limiter l'évolution à la hausse des prix calculés.

Au 1<sup>er</sup> octobre les prix de vente du kWh de propane de la Concession 2005, pour toutes les tranches tarifaires augmentent de 10%. Cette augmentation est la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires.

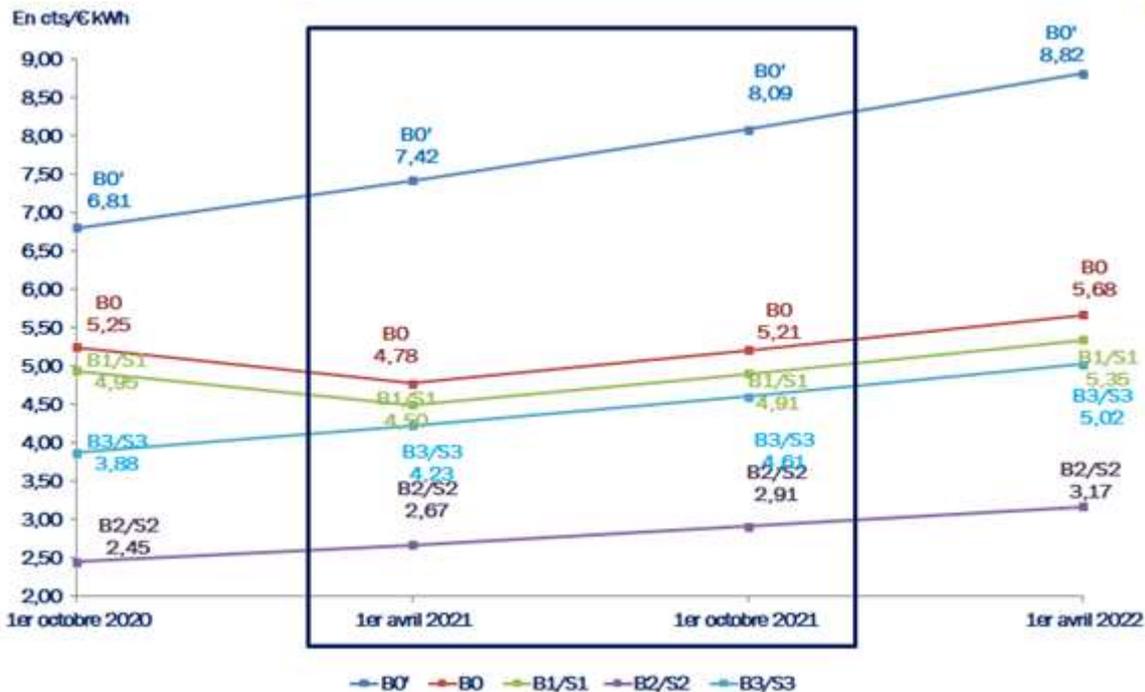
Le reliquat progresse donc fortement entre ces deux périodes. En avril 2021, il s'établissait à 23 022 €. Au 1<sup>er</sup> octobre 2021, il atteint 89 815 €. La forte augmentation des prix calculés du gaz propane est liée à l'augmentation importante de son prix d'achat qui progresse de 38% entre octobre 2020 et avril 2021 et, de 35% entre avril 2021 et octobre 2021.

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.



- En 2021, les prix de vente du kWh de propane évoluent en général à la hausse de 10% par rapport à la période tarifaire antérieure.
- Les prix de vente sont majoritairement des prix capés (clause de lissage des prix), le reliquat augmente donc fortement: il s'établit en octobre 2021 à 89 815 €.
- A noter: la mise en œuvre de la clause de lissage déstructure la pyramide tarifaire (prix B2/S2 > prix B1/S1).

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



Pour ce qui concerne la Concession 2007, le 1<sup>er</sup> avril 2021 les prix de vente du kWh de propane ont évolué diversement :

- Pour la tranche B0', le prix de vente progresse de 9%
- Pour la tranche B0, le prix de vente se contracte de 9%,
- Pour les tranches B1 et S1 les prix de vente se contractent de 9%,
- Pour les tranches B2 et S2 les prix de vente augmentent de 9%,
- Pour les tranches B3 et S3 les prix de vente augmentent de 9%.

Lorsque les prix de vente se contractent de 9%, ces évolutions sont liées à l'existence de reliquats qui viennent limiter l'évolution à la hausse des prix calculés. Lorsque les prix de vente progressent de 9%, cette augmentation est la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires.

Au 1<sup>er</sup> octobre 2021 tous les prix de vente du kWh de propane augmentent de 9%.

Le reliquat progresse donc fortement entre ces deux périodes. En avril 2021, il s'établissait à - 1 319€. Au 1<sup>er</sup> octobre 2021, il atteint 93 167 €. L'augmentation des prix calculés du gaz propane explique cette augmentation marquée.

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.

- En 2021, les prix progressent de 9% sur les deux périodes tarifaires à l'exception des tranches B0 et B1/S1 qui se contractent de 9% en avril 2021.
- Tous les prix de vente sont des prix capés, en général à la hausse.
- Le reliquat progresse donc fortement pour s'établir à 93 167 € en octobre 2021
- A noter: la mise en œuvre de la clause de lissage déstructure la pyramide tarifaire (prix B2/S2 < prix B3/S3).



## L'Évolution du coût annuel pour un usager particulier consommant 15 000 kWh/an de propane de 2018 à 2021



La modélisation de la facture annuelle payée par un particulier consommant 15 000 kWh/an de gaz propane (soit un usager de la tranche B0) toutes taxes comprises fait apparaître à nouveau une baisse du montant payé par cet usager.

Cette baisse est de 8 % pour un usager particulier de la Concession 2005 et de 9 % pour un usager de la Concession 2007.

Cet état de fait dans un contexte de hausse des prix de vente en 2021 est lié au profil de prix de vente spécifique de cette tranche tarifaire pour lesquels les prix de vente sont à la baisse en octobre 2020 et en avril 2021 et n'augmentent qu'à partir d'octobre 2021.

## 4. La fourniture de gaz naturel

Dans le cadre de la **Concession 2008**, ANTARGAZ ENERGIES est chargé de la **distribution de gaz naturel** (c'est un Gestionnaire de Réseau Distribution ou GRD). Dans l'exercice de cette mission, il 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 de la Concession**.

**Les règles d'indépendance et d'accès non discriminatoire aux réseaux qui s'appliquent à ANTARGAZ ENERGIES en sa qualité de GRD s'imposent tant vis-à-vis de son activité interne de fournisseur de gaz naturel que des autres fournisseurs alternatifs.** Cet accès s'inscrit dans un cadre contractuel défini par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) : Le contrat d'acheminement-distribution (CAD), liant ANTARGAZ ENERGIES et le fournisseur intéressé précise les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès au réseau et son utilisation.

Pour ce qui concerne la fourniture d'énergie, depuis l'ouverture totale à la concurrence de cette activité le 1<sup>er</sup> 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 réglementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics et proposés par ENGIE et 22 entreprises locales de distribution (ELD).

**Les offres aux TRV de gaz naturel sont désormais en voie d'extinction. Elles ne sont plus proposées depuis le 8 décembre 2019 et vont s'éteindre le 1<sup>er</sup> juillet 2023.**

- ⇒ En 2021, 4 fournisseurs alternatifs délivrent du gaz naturel sur la Concession 2008, il s'agit des fournisseurs suivants :

Liste des fournisseurs des fournisseurs de gaz naturel actifs	
Catégories d'usagers	2021
Particulier	Antargaz Energies,
Professionnel	1-Antargaz Energies 2-Enovos 3-Es 4-Solvay



- 4 fournisseurs alternatifs délivrent du gaz naturel sur le périmètre de la concession 2008.
- L'autorité concédante regrette qu'un seul fournisseur délivre du gaz naturel aux particuliers.

- ⇒ 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.

## BOUCLIER TARIFAIRE

- En 2021, les particuliers raccordés au réseau de la concession 2008 n'ont pas bénéficié du bouclier tarifaire.
- Cette situation a évolué dans le courant de l'année 2022 suite à l'entrée en vigueur de la loi de finances rectificative pour l'année 2022 en aout.

**Compte tenu de la hausse exceptionnelle sur les marchés du gaz naturel constatée sur les trois derniers mois de l'année 2021** et de celle des tarifs réglementés de vente de gaz naturel qui en découle, le décret du 23 octobre 2021 a gelé les tarifs réglementés de vente du gaz d'Engie et a étendu ce gel aux ELD dont les tarifs sont supérieurs à ceux d'Engie.

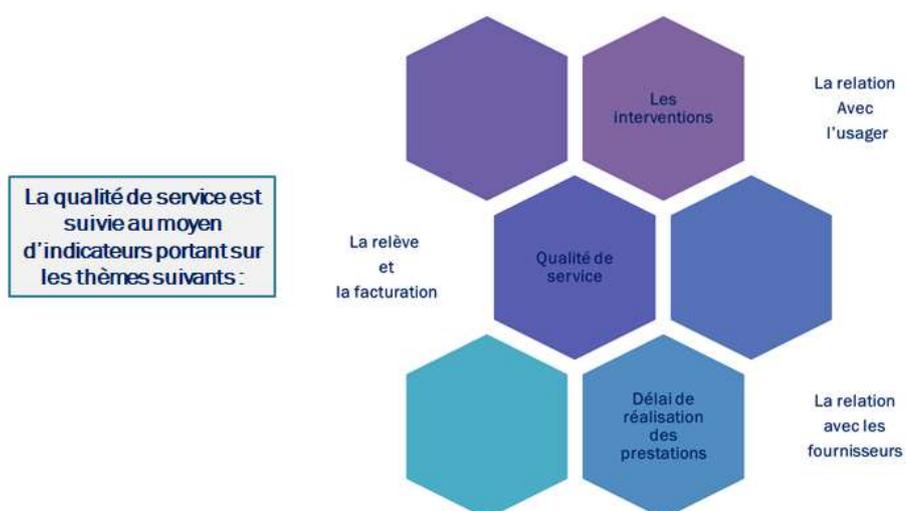
Ce bouclier tarifaire gaz a été appliqué aux consommateurs résidentiels disposant à titre individuel d'un contrat d'approvisionnement en gaz et aux les petites copropriétés (consommant moins de 150 MWh/an).

Ce bouclier tarifaire est entré en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2021 et jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2022, il sera ensuite prorogé et son application sera élargie à d'autres usagers en 2022 et 2023.



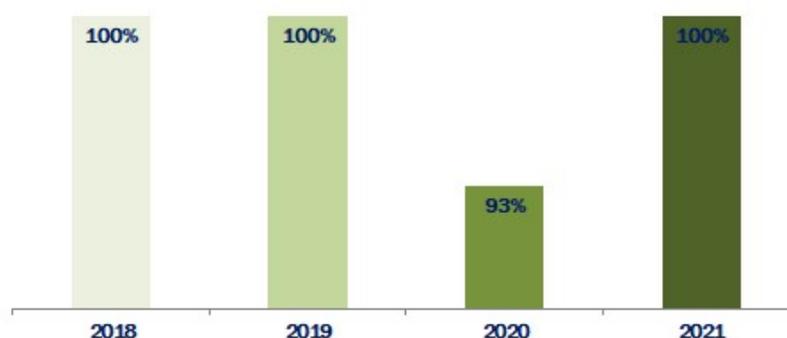
**En 2021, les particuliers raccordés au réseau de la Concession 2008 n'ont pas bénéficié de ce bouclier tarifaire. Cette situation a évolué dans le courant de l'année 2022 à la suite de l'entrée en vigueur de la loi de finances rectificative pour l'année 2022.**

# La qualité du service rendu aux usagers



## 5. La relève des compteurs

Le taux de compteurs relevés pour l'ensemble des Concessions de 2018 à 2021 :



La relève est effectuée deux fois par an par un prestataire externe au Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions. En cas d'échec de la relève, les prestataires déposent un avis de passage invitant l'utilisateur 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'utilisateur de manière à récupérer ses index de relève.

Depuis mai 2016, le Concessionnaire a développé un service d'auto relève accessible en ligne sur « l'espace client » dénommé « relevé confiance ». Dans ce cadre, les index de consommations 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'utilisateur 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 2021, contrairement aux années précédentes le Concessionnaire n'a pas indiqué le nombre d'utilisateurs qui ont utilisés le relevé confiance.

59% des usagers ont créé leur « compte client ». La part de ces usagers est en augmentation régulière.

 Pour l'ensemble des Concessions le taux annuel de relève est de 100%. Ceci constitue un retour à une situation habituelle après une année 2020 où ce taux s'était dégradé dans un contexte sanitaire particulier (confinement- Covid 19).

## 6. Les prestations annexes

Les cahiers des charges des Concessions 2005 et 2007 fixent des délais de réalisation pour les prestations de mise en service, résiliation, rendez-vous, dépannage, réalisation de devis, travaux et prévoit que toutes demandes de renseignements ou réclamations doivent faire l'objet d'un traitement dans les quinze jours. A défaut de respecter ces délais de réalisation le Concessionnaire doit verser à l'utilisateur concerné une contrepartie financière de 25 euros.

C'est ce que nous appelons communément « **la garantie de service** ».

Ces délais prévus aux articles 8.3 de l'annexe 1 des cahiers des charges des Concessions 2005 et 2007 ont été modifiés par l'annexion des catalogues des prestations aux deux cahiers des charges. Ces catalogues prévoient des délais standards de réalisation des prestations.

Il s'agit donc dès lors de vérifier si le Concessionnaire réalise ces prestations dans les délais standards de réalisation indiqués dans ces documents.

**En 2021, comme les années précédentes, le Concessionnaire a déclaré qu'il avait respecté les délais standards ou sollicités des prestations que les usagers ont sollicités.**

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, le suivi du respect des délais standards de réalisation des prestations ne peut donc être assuré par le Concédant.**

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 2021 pour l'ensemble des Concessions le Concessionnaire a facturé 196 prestations pour un montant de 11 k€.**

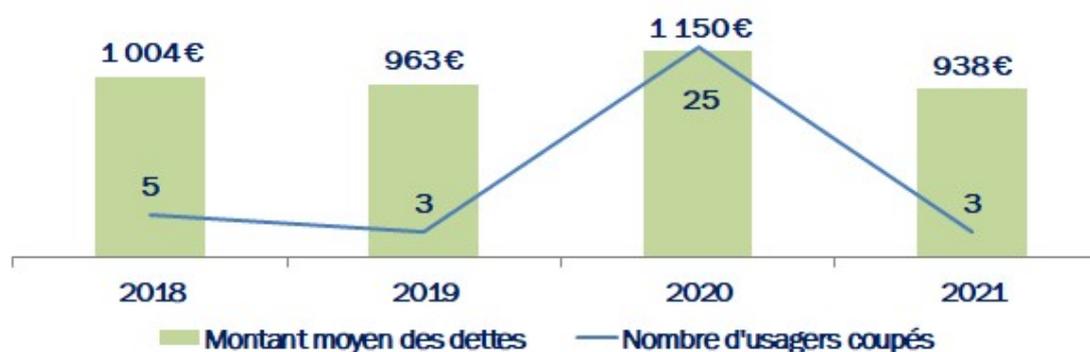
Le fichier relatif aux prestations fait état de 33 gestes commerciaux accordés par le Concessionnaire en 2021.

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 trois 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.**

## 7. La gestion des impayés

Nombre d'usagers coupés pour l'ensemble des Concessions de 2018 à 2021 :



En 2021, on dénombre trois usagers coupés, le nombre d'usagers coupés décroît fortement et revient au nombre d'usagers coupés relevé en 2019.

Le montant moyen des impayés au moment de la coupure décroît aussi et atteint 938 €.

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

## 8. Le Chèque Energie



Le Concessionnaire n'a pas été en mesure de mentionner le nombre de chèque énergie réceptionnés en 2021.

Lors de la mission de contrôle précédente, 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 2021, le Concessionnaire a signalé qu'ils n'étaient pas disponibles. **L'Autorité concédante demande une mise en place rapide de ces indicateurs.**

Le Concessionnaire a apporté les précisions suivantes, lors des précédentes missions de contrôle :

- 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.

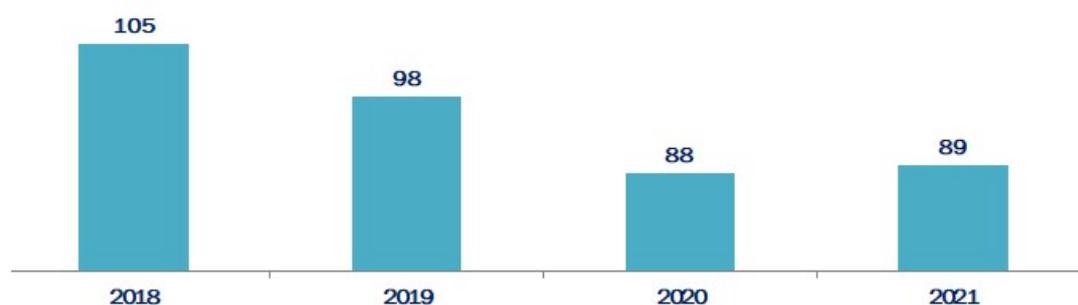
Le Concessionnaire les a confirmé lors de la mission de contrôle 2022.



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 2021 pendant la trêve hivernale.

## 9. La satisfaction des usagers

Evolution du nombre de réclamations – Ensemble des Concessions de 2018 à 2021



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 2021, 89 réclamations sont recensées contre 88 en 2020.**



**Après trois années de baisse consécutives, en 2021, le nombre de réclamations stagne. De plus, le délai moyen de traitement des réclamations s'allonge. Il passe de 12 heures ouvrées en 2020 à 20 heures ouvrées en 2021.**

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

## BILAN DE LA PARTIE USAGERS

### POINTS FORTS :

- 
- Baisse du montant payé par un usager consommant 15 000 kWh/an de gaz propane,
  - Le taux de relève des compteurs revient à son niveau antérieur à la pandémie.

### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- 
- La consolidation des tarifs sociaux doit être réalisée à un rythme au moins annuel,
  - Forte augmentation des reliquats et déstructuration de la pyramide des tarifs,
  - Augmentation du nombre de fournisseurs de gaz naturel pour les particuliers,
  - Stagnation du nombre de réclamations et un délai moyen de traitement des réclamations qui progresse.

### POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :

- 
- Impossibilité de suivre le respect des délais standards de réalisation des prestations annexes,
  - Absence de communication du nombre d'usagers bénéficiant du relevé confiance,
  - Régularisation des gestes commerciaux qui viennent en réduction du prix de prestations,
  - Mise en place d'un indicateur de suivi du nombre d'usagers utilisant le chèque énergie et adaptation des procédures du Concessionnaire afin de respecter les droits complémentaires des usagers bénéficiant de ce titre.

## II. LES TRAVAUX REALISES DANS L'ANNEE

### 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 2021.**



Il est à noter cependant 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, **le Concédant relève une amélioration notable :**

- des corrections d'erreurs ont été réalisées suite aux remarques formulées par l'Autorité concédante,
- et des éclaircissements ont été apportés (détermination du montant des charges d'exploitation).

Le Concessionnaire a précisé avoir contacté plusieurs communes en 2021.



**Le Concédant n'a été informé d'aucun des 7 rendez-vous recensés. 7 communes n'ont pas été contactées en 2021 (contre 5 en 2020).**

Les communes qui n'ont pas été contactées sont les suivantes : Le Molay-Littry, Noues de Sienne (commune déléguée de Saint-Sever), Saint-Sylvain, Ver sur Mer et Dozulé pour la Concession 2005, Thaon et Val d'Arry (commune déléguée de Noyers-Bocage) pour la Concession 2007.

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 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 notamment chargé d'établir à ses frais, dans le périmètre des Concessions, tous ouvrages et canalisations qu'il jugera utile dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature :

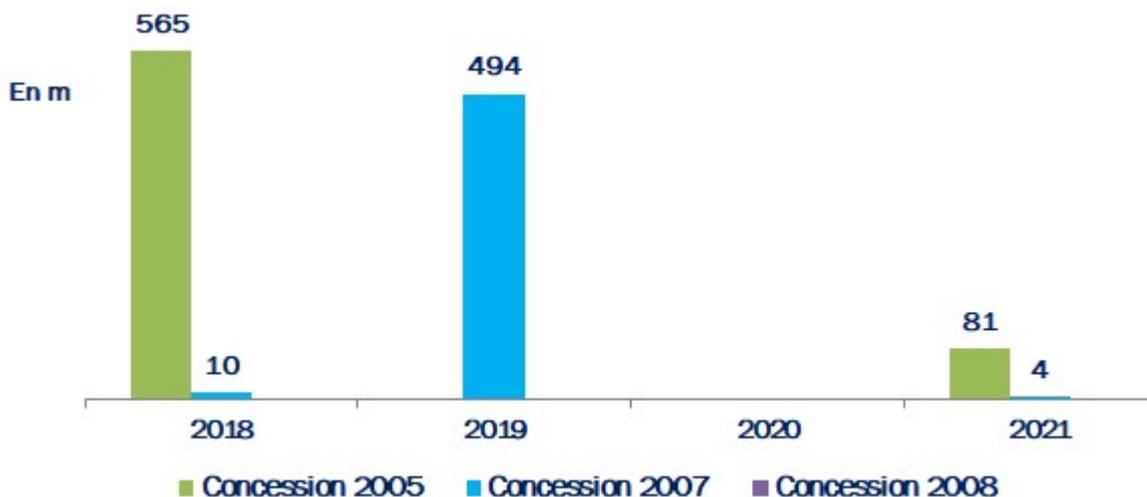
- travaux de **premier établissement**,
- travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- travaux de renouvellement,
- travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1<sup>er</sup> 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 par Concession de 2018 à 2021 :



Après une année 2020 sans extension réalisée, sur l'exercice examiné, le Concessionnaire a posé **85 mètres de canalisations de distribution** sur les Concessions 2005 et 2007.

Ces extensions ont été réalisées sur les communes de Dozulé (Concession 2005, pour 81 m) et de Grandcamp Maisy (Concession 2007, pour 4 m).

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



Les longueurs d'extension réalisées en 2021 sont en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019, le Concédant attend du Concessionnaire la mise en œuvre de moyens de commercialisation permettant de relancer le développement des Concessions.



## 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) :

Identifiant unique d'un lieu de livraison actif ou inactif de gaz. Chaque compteur dispose d'un PCE. Un PCE est dit actif lorsqu'un contrat de fourniture est rattaché à ce point et inactif dans le cas contraire.

### 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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 rentabilité de l'opération pour le Concessionnaire.

Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demandeur aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux.**

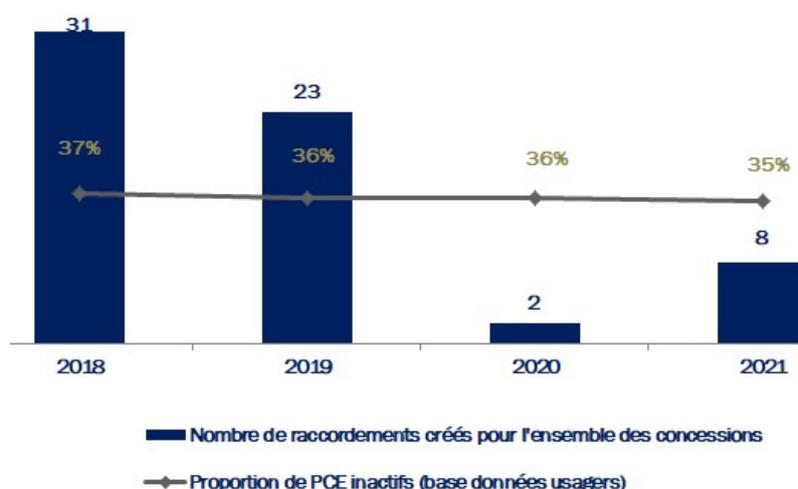
### Tarifification de la prestation annexe « raccordement après travaux de 1<sup>er</sup> établissement »

Gaz propane - Forfait de raccordements <b>1<sup>er</sup> avril 2021</b> en HT€ (TVA 20%) (hors opérations d'ensemble)	1 038,51 €
Gaz naturel - Forfait de raccordements <b>30 juin 2021</b> en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 031,02 € <sup>6</sup>
Gaz naturel - Forfait de raccordements <b>1<sup>er</sup> juillet 2021</b> en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 046,07 € <sup>3</sup>

<sup>6</sup> Evolutions tarifaires approuvées par la Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE).

### 3. Les raccordements

Le nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2018 à 2021 :



En 2021, **8 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**.

**6 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2007** (4 raccordements ont été réalisés sur la commune déléguée de Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure) et 2 raccordements ont été réalisés sur la commune de Grandcamp Maisy). **2 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2008** (commune de Grainville sur Odon). **Aucun raccordement n'a été réalisé sur la Concession 2005**.

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 :

- En 2020 et 2021, 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 par le Concessionnaire (39 mètres).
- Le linéaire moyen de réseau par usager consommant s'établit à 38 m, il évolue **très lentement à la baisse** depuis 2016. Là encore, le ratio local est moins important que celui calculé à la maille de l'ensemble du réseau exploité par le Concessionnaire (61 mètres).
- **Le taux de PCE inactifs est de 35%**, Il reste donc important malgré une baisse de 1% entre 2020 et 2021. Ce taux est important car les investissements de premier établissement n'ont pas donné lieu à une augmentation du nombre de consommateurs suffisante pour porter l'investissement réalisé.



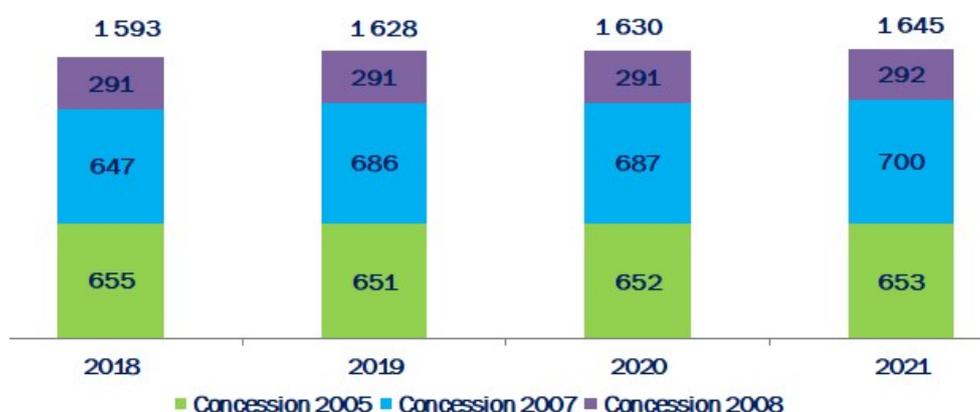
**Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions et poussent à s'interroger sur la politique commerciale du Délégué et les moyens qu'il met en œuvre au titre de la promotion du gaz**.



## Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession en 2021

Données 2021	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Longueur cumulée moyenne de réseau par branchement	27 m	24 m	29 m
Evolution	Stable depuis 2017	Stable depuis 2019	Stable depuis 2019
Longueur cumulée moyenne de réseau par PCE	26 m	22 m	28 m
Evolution	Stable depuis 2017	Diminue en 2021	Stable depuis 2020
Linéaire moyen de réseau par usager consommant	40 m	33 m	48 m
Evolution	Progresse en 2021	Diminue en 2021	Diminue en 2021
Taux de PCE inactifs	34%	34%	41%
Evolution	Stable depuis 2019	Diminue en 2021	Diminue en 2021

## Le nombre de raccordements sur les Concessions (vision « stock ») par Concession de 2018 à 2021



En 2021, on comptabilise :

- 653 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2005,
- 700 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2007,
- 292 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2008,

Soit un total de **1 645 raccordements sur l'ensemble des Concessions**. Le Concessionnaire a déclaré 15 raccordements supplémentaires en 2021 sur le périmètre des trois Concessions (1 raccordement pour la Concession 2005, 13 raccordements pour la Concession 2007 et 1 raccordement pour la Concession 2008). Ce résultat s'améliore quelque peu par rapport à l'année précédente mais reste en retrait par rapport à l'évolution du nombre de raccordements constatée en 2018/2019.

La portée de cette évolution est d'autant plus à relativiser qu'elle s'explique en partie par des corrections apportées par le Concessionnaire au nombre de raccordements existants. En effet, si on dénombre 15 raccordements supplémentaires en 2021, cette évolution masque plusieurs mouvements :

- La comptabilisation de 8 nouveaux raccordements réalisés,
- Le retrait d'un raccordement sur la Concession 2008,
- Les corrections apportées par le Concessionnaire au nombre de raccordements existants (8 raccordements supplémentaires comptabilisés : 2 sur le périmètre de la Concession 2005 et 6 sur le périmètre de la Concession 2007).

## 4. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

### POINT FORT :



- Effort de clarification dans le cadre de la communication des études de faisabilité technico-économique,

### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :



- Les longueurs d'extension sont en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019,
- L'évolution du nombre de raccordements est en retrait par rapport aux années 2018 et 2019,
- Le taux de PCE inactifs reste important,
- Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions et poussent à s'interroger sur la politique commerciale du Concessionnaire et les moyens qu'il met en œuvre au titre de la promotion du gaz.

### POINT NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ :



- Le Concédant n'a été informé d'aucun des 7 rendez-vous organisés avec les communes,
- Le Concessionnaire doit étendre l'organisation de rencontres annuelles à l'ensemble des communes des Concessions en y associant le Concédant, afin d'étudier toutes les opportunités de densifier et/ou étendre les réseaux en coordination avec les projets communaux.

PROJET

### 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<sup>7</sup>
- 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 trois 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.



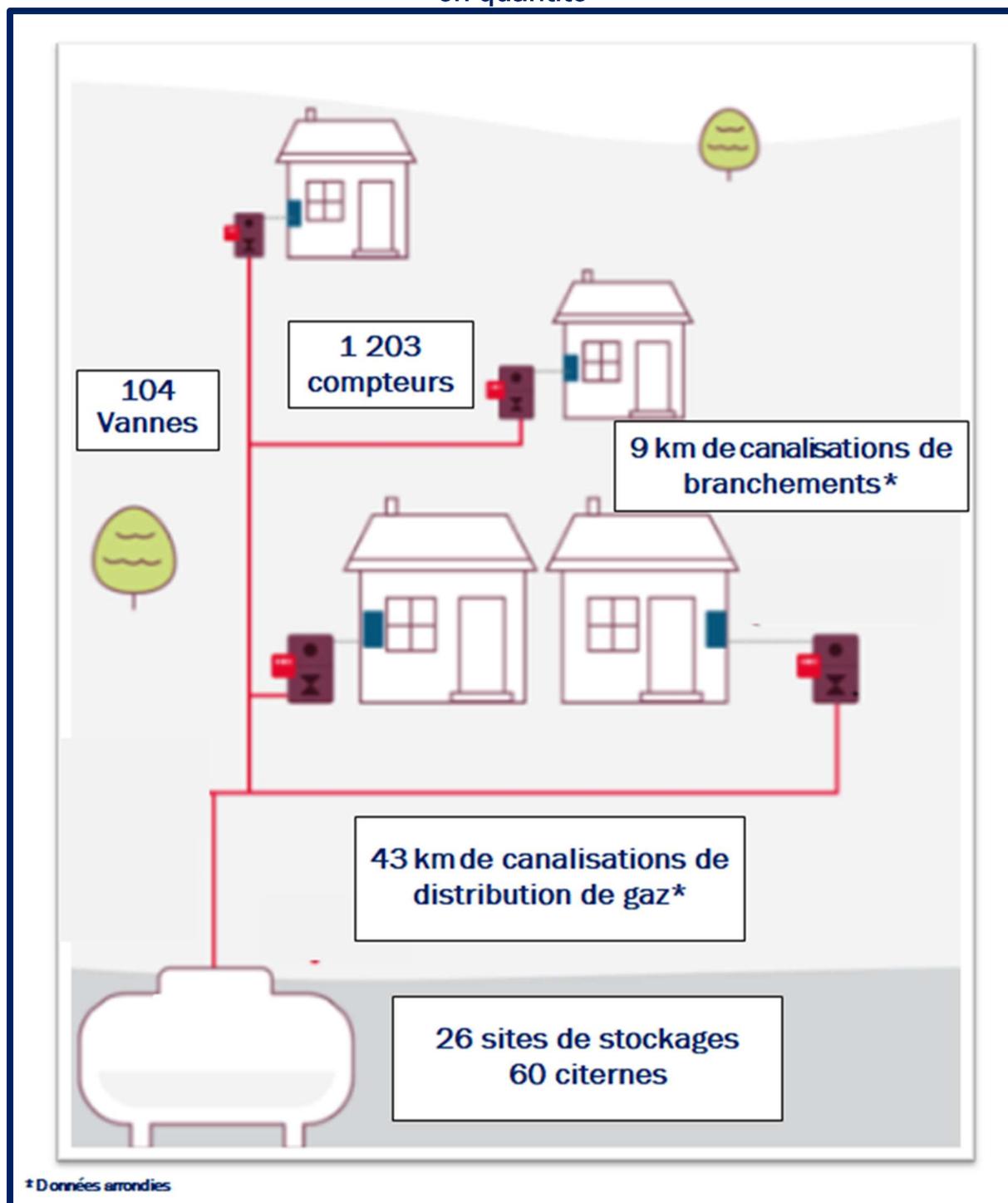
Si le Concédant se félicite des corrections des données de l'inventaire mises en œuvre par le Concessionnaire depuis plusieurs années, **il souligne que le caractère récurrent de ces corrections complexifie le suivi et l'analyse des données de l'inventaire et interroge sur sa tenue rigoureuse.** Ainsi,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

Par ailleurs concernant les compteurs il est à noter qu'en 2021, **le Concessionnaire n'a pas communiqué pour une grande partie des compteurs des Concessions 2005 et 2007, leurs typologies et leurs pressions de service.**

<sup>7</sup> 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

### 2021 Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions en quantité



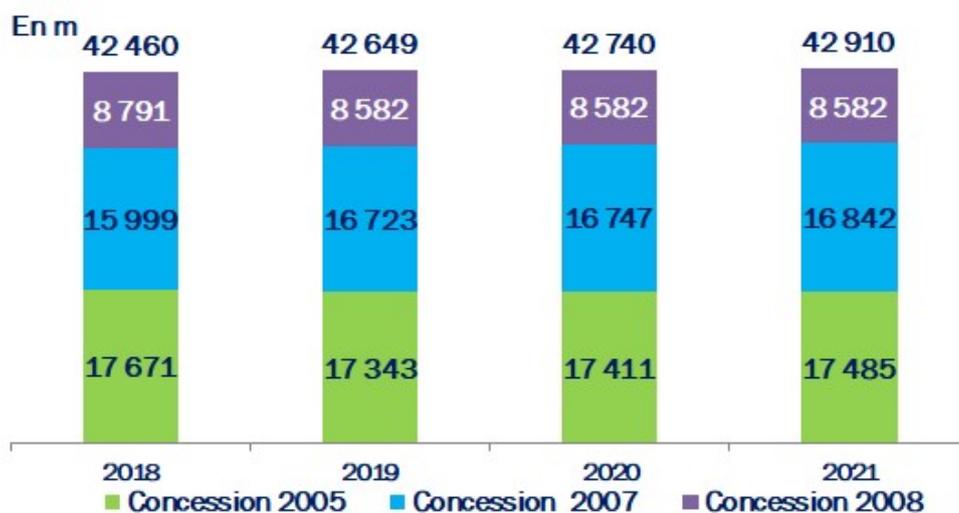
\*Linéaire de canalisations de distribution 42,9 km, linéaire de canalisations de branchement 8,5 km soit un total 51,5 km



52 km de canalisations\*

### 3. Le linéaire de canalisations de distribution

Le linéaire de canalisations de distribution par Concession en mètre de 2018 à 2021 :



En 2021, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente **mètres** (42,9 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 **17 485 mètres** (17,5 km), vient ensuite la Concession 2007 avec **16 842 mètres** (16,8 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 des trois Concessions progresse de **170 mètres** en 2021.

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2005** augmente de **75 mètres** en 2021.

L'évolution positive du linéaire est liée à **une extension** (Commune de Dozulé, + 81 mètres) et à des **corrections** des données des inventaires les communes de Le Molay-Littry (- 1 mètre), Noues de Sienne (commune déléguée de Saint-Sever Calvados, - 5 mètres) et Ver-sur-Mer (-3 mètres).

Le linéaire de canalisations de distribution posé sur la **Concession 2007** augmente de **95 mètres** en 2021.

Cette augmentation résulte d'une **extension limitée** sur la commune de Grandcamp-Maisy (+4 mètres) et de **corrections d'inventaires pour une part plus importante** (91 m).

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



## Linéaire de canalisations de distribution par commune

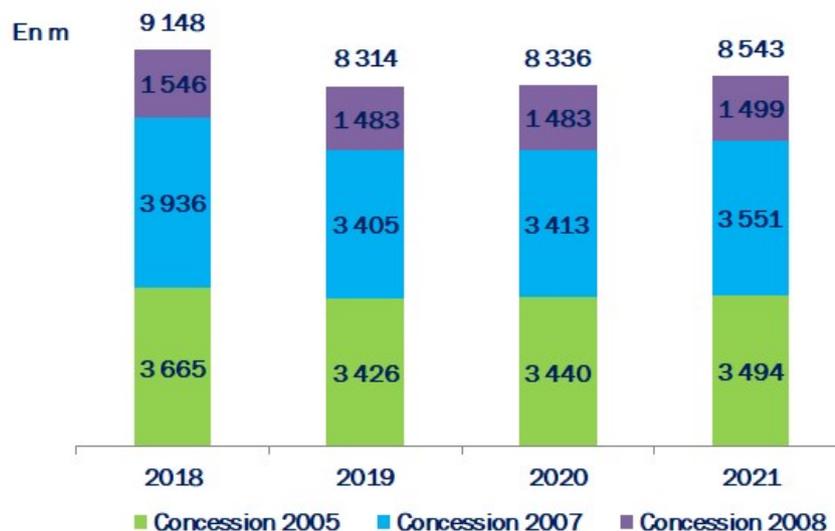
Concession 2005 en m	2018	2019	2020	2021
Dozulé	3 838	3 729	3 807	3 888
Le Molay Littry	5 637	5 532	5 521	5 522
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	4 410	4 348	4 348	4 344
Saint Sylvain	2 131	2 144	2 144	2 144
Ver sur mer	1 654	1 590	1 590	1 588
<b>Linéaire total hors branchement</b>	<b>17 671</b>	<b>17 343</b>	<b>17 411</b>	<b>17 485</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	4 260	4 247	4 247	4 313
Grandcamp Maisy	2 762	2 715	2 739	2 743
Val d'Arry (Noyers Bocage)	579	1 345	1 345	1 334
Saint Martin de la Lieue	700	702	702	722
Thaon	2 116	2 131	2 131	2 147
Le Hom (Thury Harcourt)	5 582	5 583	5 583	5 583
<b>Linéaire total hors branchement</b>	<b>15 999</b>	<b>16 723</b>	<b>16 747</b>	<b>16 842</b>

Concession 2008 en m	2018	2019	2020	2021
Cricqueboeuf	2 250	2 212	2 212	2 212
Grainville sur Odon	4 256	4 207	4 207	4 207
Mondrainville	2 285	2 163	2 163	2 163
<b>Linéaire total hors branchement</b>	<b>8 791</b>	<b>8 582</b>	<b>8 582</b>	<b>8 582</b>

## 4. Le linéaire de canalisations de branchements

Le linéaire de canalisations de branchements en mètres par Concession de 2018 à 2021 :



En 2021, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à **8 543 mètres** (8,5 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **augmentation globale** du linéaire de branchements de **207 mètres** entre 2020 et 2021.

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 **53 mètres**, soit 1,6% du linéaire de branchements. Cette situation résulte de l'augmentation du linéaire de branchements sur les communes de Noues de Sienne (Saint Sever Calvados) et de Ver sur Mer.

En l'absence de travaux de raccordement sur ces communes et plus largement sur l'ensemble du périmètre de la Concession 2005, **les augmentations du linéaire de branchements sont liées exclusivement aux corrections des inventaires pour ce qui concerne la Concession 2005.**

Pour ce qui concerne la **Concession 2007**, le linéaire de branchements progresse de **138 mètres**, soit 4,1% du linéaire de branchements.

Cette évolution est portée par une progression du linéaire de branchements sur les communes de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé), Grandcamp Maisy, Val d'Arry (Noyers Bocage), Saint Martin de la Lieue et Thaon.

Sur ces **138 mètres**, seulement **40 mètres** correspondent aux **6 raccordements réalisés en 2021** sur les communes de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé) et de Grandcamp Maisy, **le solde (98 mètres) est lié aux corrections des inventaires.**

Pour ce qui concerne la **Concession 2008**, le linéaire de branchements a augmenté de 16 mètres entre 2020 et 2021 (1,1%). Cette évolution est liée à la réalisation **de deux raccordements sur la commune de Grainville-sur-Odon** (21 mètres) et au **retrait de 6 mètres de canalisations de branchements.**



## Linéaire de canalisations de branchements par commune

Concession 2005 en m	2018	2019	2020	2021
Dozulé	895	885	895	895
Le Molay Littry	1 175	1 054	1 058	1 058
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	1 064	942	942	991
Saint Sylvain	313	322	322	322
Ver sur Mer	218	224	224	228
<b>Linéaire total de branchement</b>	<b>3 665</b>	<b>3 426</b>	<b>3 440</b>	<b>3 494</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	933	886	886	978
Grandcamp Maisy	702	508	508	532
Val d'Arry (Noyers Bocage)	79	277	277	289
Saint Martin de la Lieue	135	115	115	120
Thaon	524	511	511	516
Le Hom (Thury Harcourt)	1 563	1 109	1 116	1 116
<b>Linéaire total de branchement</b>	<b>3 936</b>	<b>3 405</b>	<b>3 413</b>	<b>3 551</b>

Concession 2008 en m	2018	2019	2020	2021
Cricqueboeuf	190	132	132	132
Grainville sur Odon	938	961	961	977
Mondrainville	419	390	390	390
<b>Linéaire total de branchement</b>	<b>1 546</b>	<b>1 483</b>	<b>1 483</b>	<b>1 499</b>



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

Concession 2005 en m	2018	2019	2020	2021
Dozulé	4 733	4 614	4 703	4 784
Le Molay Littry	6 812	6 585	6 579	6 580
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	5 474	5 290	5 290	5 335
Saint Sylvain	2 444	2 466	2 466	2 466
Ver sur Mer	1 872	1 814	1 814	1 815
<b>Linéaire total</b>	<b>21 336</b>	<b>20 769</b>	<b>20 851</b>	<b>20 979</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé)	5 193	5 133	5 133	5 291
Grandcamp Maisy	3 464	3 223	3 247	3 275
Val d'Arry (Noyers Bocage)	658	1 622	1 622	1 623
Saint Martin de la Lieue	835	817	817	842
Thaon	2 640	2 643	2 643	2 664
Le Hom (Thury Harcourt)	7 145	6 691	6 698	6 698
<b>Linéaire total</b>	<b>19 935</b>	<b>20 129</b>	<b>20 160</b>	<b>20 393</b>

Concession 2008 en m	2018	2019	2020	2021
Cricqueboeuf	2 440	2 343	2 343	2 343
Grainville sur Odon	5 194	5 168	5 168	5 185
Mondrainville	2 704	2 553	2 553	2 553
<b>Linéaire total</b>	<b>10 337</b>	<b>10 065</b>	<b>10 065</b>	<b>10 081</b>

## 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 2021 :**

Concession	Nombre				Capacité de stockage en tonnes	Observations
	De communes	De sites de stockage	Maximum de sites de stockage par commune	De citernes		
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 surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

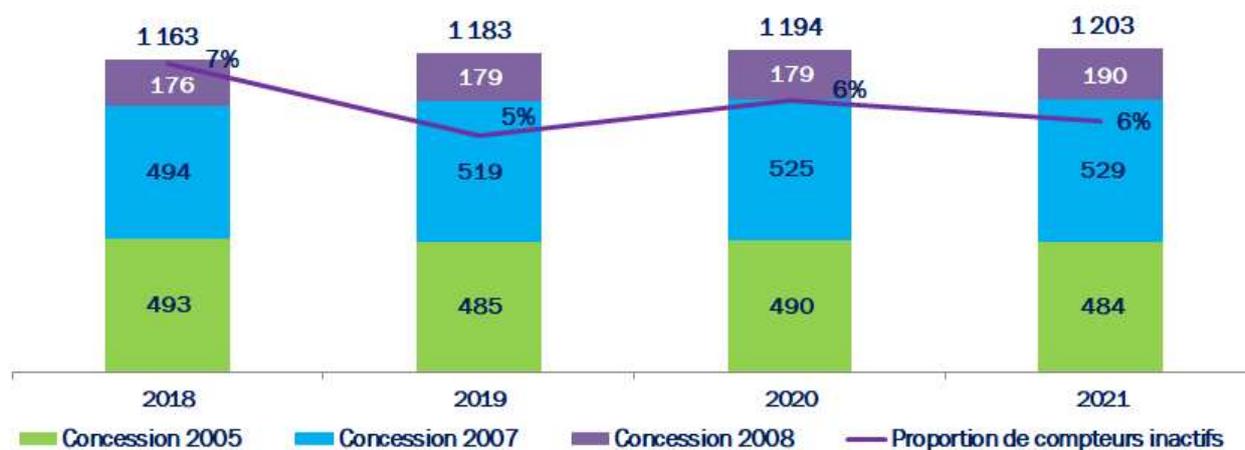
Plus des trois quarts des citernes de stockage (80%) sont enterrées, soit 48 des 60 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les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

**Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué entre 2020 et 2021.**

**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 2018 à 2021 :



On dénombre 1 203 compteurs dont 484 pour la Concession 2005, 529 pour la Concession 2007 et 190 pour la Concession 2008 (on ne dénombre pas ici les compteurs des usagers isolés).

Le taux de compteurs inactifs est de 6% pour l'ensemble des Concessions.

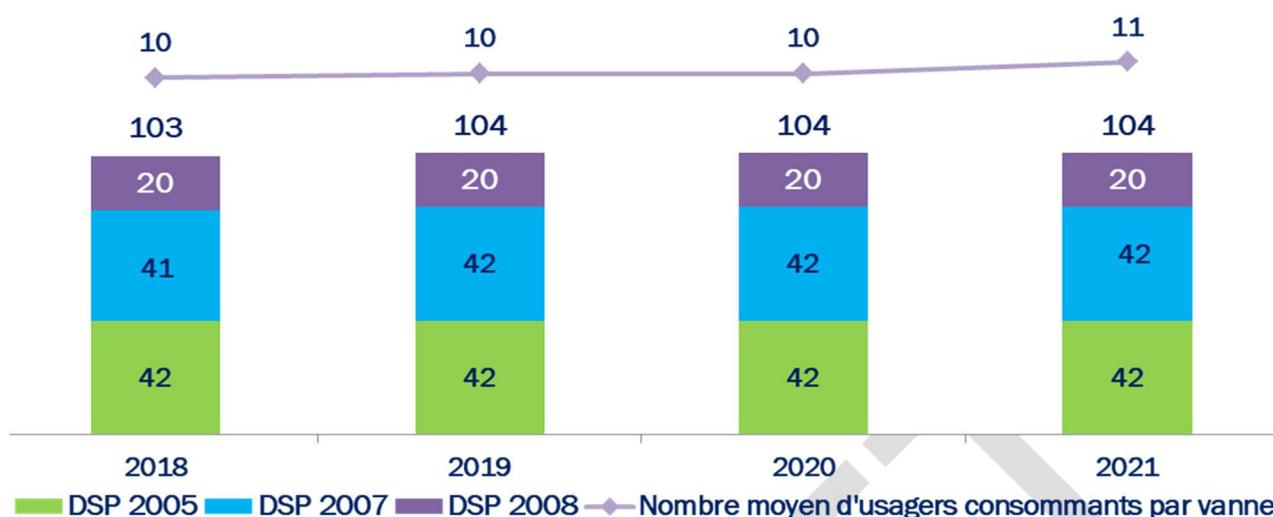
Le taux de compteurs inactifs est de 10% pour la Concession 2005, 4% pour les Concessions 2007 et 5% pour la Concession 2008.

On observe des écarts entre le nombre de compteurs et le nombre d'usagers consommateurs (1 203 compteurs pour les trois Concessions versus 1 125 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 2018 à 2021 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 2021, aucune vanne n'a été posée sur l'ensemble des Concessions.**

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 416 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 401 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 2021, certains écarts de longueurs détectés en 2020 ont disparu, notamment ceux existant sur les communes de Dozulé et Saint Martin de la Lieue. D'autres écarts peu importants (-1%) ont très légèrement augmenté : Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé) et Le Hom (Thury-Harcourt).

Sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à **178 mètres (en valeurs absolues)**, soit 0,3% du linéaire technique total. Ce différentiel a augmenté de 43 mètres en 2021. **En dépit de cet accroissement, cet écart reste limité.**

**La réglementation anti-endommagement des réseaux enterrés impose** aux exploitants de **réseaux dits « sensibles »**, depuis 2012, de garantir avec précision la localisation **des réseaux qu'ils mettent en service**. A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, cette obligation a été étendue à **l'ensemble** des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE<sup>8</sup>. **Au 1<sup>er</sup> 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 exceptions dont la liste est fixée par la réglementation. Les classes de précision sont au nombre de 3 :

- **Classe A** : incertitude de localisation inférieure ou égale à 40 cm si le réseau est rigide ou à 50 cm si le réseau est flexible,
- **Classe B** : incertitude de localisation maximale de localisation supérieure à celle relative à la classe A et inférieure ou égale à 1,5m,
- **Classe C** : incertitude maximale de localisation supérieure à 1,5 m, ou si sont exploitant n'est pas en mesure de fournir la localisation correspondante.

**Les réseaux de distribution de gaz sont des réseaux sensibles.** Le Concessionnaire a donc l'obligation de localiser avec une précision de classe A depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1<sup>er</sup> 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	6 575			100%
2007	Le Hom (Thury-Harcourt)	6 724	68		99%
2008	Cricqueboeuf	2 173	56	115	93%
	Grainville-sur-Odon		<b>5 184</b>		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 2021 une nette amélioration du taux de réseau en classe A** sur les communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados) avec 99% du réseau en classe A et Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé) avec 100%.

<sup>8</sup> 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,
- Amélioration de la proportion de linéaire de canalisation en classe A sur les communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados) et de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé).

### POINT 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.

PROJET

## 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	2018	2019	2020	2021
Concession 2005	7	7	5	2
Concession 2007	4	13	3	9
Concession 2008	5	3	1	1
<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>9</b>	<b>12</b>

Pour les 3 Concessions, ANTARGAZ ENERGIES a recensé **26 appels de tiers** (19 en 2020) dont **un peu moins de la moitié (12) concernaient le réseau exploité** et 14 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 augmente en 2021 par rapport à 2020, tout en restant inférieur à ceux des années antérieures.



**Aucun incident majeur n'a été constaté<sup>9</sup>.**

Les dispositions réglementaires applicables en la matière<sup>10</sup> 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.**

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> 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 2021

26 signalements :  
Appels de tiers (usagers, pompiers...)  
à la plate-forme d'appels « Urgence sécurité  
gaz en réseau »  
0801 01 07 07



26 déplacements d'un prestataire sur site



14 incidents sur ouvrages **non exploités** par le Concessionnaire (installations intérieures, citernes particulières, etc.), incidents non constatés (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.)

12 incidents sur ouvrages **exploités** par le Concessionnaire (canalisations de réseau, de branchement, vannes, coffrets et compteurs, conduite d'immeuble, conduites montantes, réservoir, armoire détente, etc.)



Analyse	Incidents sur ouvrages <b>non exploités</b> par le Concessionnaire	Incidents sur ouvrages <b>exploités</b> par le Concessionnaire
Principal motif des signalements	Odeur de gaz	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	6	1	9	12
	Manque de gaz		1		1	
	Autres		2		2	
Sièges	Réseau et branchements					12
	Coffrets et compteurs	1	8	1	10	
	Stockages	1	1		2	
Nb d'usagers coupés		0	8	1	9	9

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 ne sont plus communiqués à la suite des incidents mais lors de la remise du CRAC 5 Compte-rendu annuel d'activité), une fois par an.



Par ailleurs, pour la première fois, le Concessionnaire a communiqué les conséquences des incidents : **44 usagers coupés** pour l'ensemble des appels, **dont 9 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 2021, le nombre d'incidents relevés à partir des appels de tiers portent pour un peu moins de la moitié (46%) 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 12 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 10 (83%) ont eu pour **siège un coffret ou un compteur**.



**Aucun dommage aux ouvrages gaz lors de travaux** réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2021, contre 4 en 2020.



Pour la prochaine mission de contrôle, le Concessionnaire s'est engagé à identifier clairement dans le tableau de synthèse les incidents dus à une fuite de gaz.

### 3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence

Historique des interventions (Durée entre l'appel et l'arrivée sur site)		2018	2019	2020	2021
Concession 2005	Durées moyennes	00:49	00:52	00:59	00:43
	Nombre	13	11	7	8
Concession 2007	Durées moyennes	00:46	00:46	00:47	00:47
	Nombre	4	14	11	16
Concession 2008	Durées moyennes	00:50	00:54	00:52	00:58
	Nombre	7	3	1	2
Total des 3 Concessions	Durées moyennes	00:49	00:49	00:52	00:47
	Nombre	24	28	19	26

Tous les signalements d'incidents ont donné lieu 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 (47 minutes en 2021).

Dans 88% 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 2021 est inférieur de 13 minutes au délai d'intervention d'urgence fixé dans le Contrat de Service Public signé entre GRDF et l'Etat (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 réglementation<sup>11</sup> impose une surveillance a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux (hors réseau créé dans l'année, points singuliers<sup>12</sup>, etc.). Le Concessionnaire indique qu'il n'a identifié aucun point singulier sur les communes concernées des 3 Concessions.

En 2021, 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 contrôlés 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.



Néanmoins le Concédant relève 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.

Des inspections périodiques des citernes de stockage ont été réalisées sur 15 citernes réparties parmi les 60 citernes au total.



On peut noter un manque de communication des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> 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.
- Pour la première fois, le Concessionnaire a communiqué les conséquences des incidents (nombre d'usagers coupés).
- 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 sont à fiabiliser, compléter et rendre cohérents avec les ouvrages présents.

### POINTS NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :

- 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.

PROJET

## 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 2022 (exercice comptable 2021) 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.

PROJET

## 2. La valeur brute des ouvrages<sup>13</sup>



La valeur brute des ouvrages de la Concession 2005 progresse d'à peine 0,4%. Elle s'établit à **2 148 k€ en 2021**. Après une variation limitée en 2020 (0,3%), la valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 progresse de 2,7% en 2021. Elle s'établit cette année à **2 197 k€**. La valeur brute des ouvrages de la Concession 2008 s'établit à **717 k€ en 2021**. En 2020, la valeur des ouvrages de cette Concession n'avait pas évolué.

La valeur brute des trois Concessions s'élève à **5 061 k€**. Elle progresse très légèrement en 2021 de **1,8%** (ou 89 k€). 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**.

La valeur des biens de retour est en progression de **89 k€** par rapport à 2020. Cette évolution provient de plusieurs mises à l'inventaire sur les communes ou les communes déléguées, de Dozulé (Concession 2005), de Caumont l'Eventé et de Grandcamp Maisy (Concession 2007), et de Grainville sur Odon (Concession 2008), et de plusieurs corrections d'inventaires. La valeur des biens de reprise affectés à la Concession n'a pas évolué depuis 2019.

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.
- Le Concédant reste en l'attente de la méthode du Concessionnaire permettant de distinguer les charges et les immobilisations.



Les tests de traçabilité réalisés par l'Autorité concédante sur les ouvrages mis en service 2021 se sont révélés satisfaisants, **cependant certaines pièces comptables restent à fournir**.

<sup>13</sup> En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par communes.



## Éléments à retenir

### Quelques définitions

<b>La valeur brute</b>	La valeur brute d'un ouvrage correspond <b>à sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable</b> 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.
<b>La valeur nette comptable</b>	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de <b>la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements et provisions</b> (diminution de valeur). Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC) la formule de calcul est plutôt simple : $VNC = \text{Prix d'achat HT} - \text{amortissement} - \text{provisions}$ .

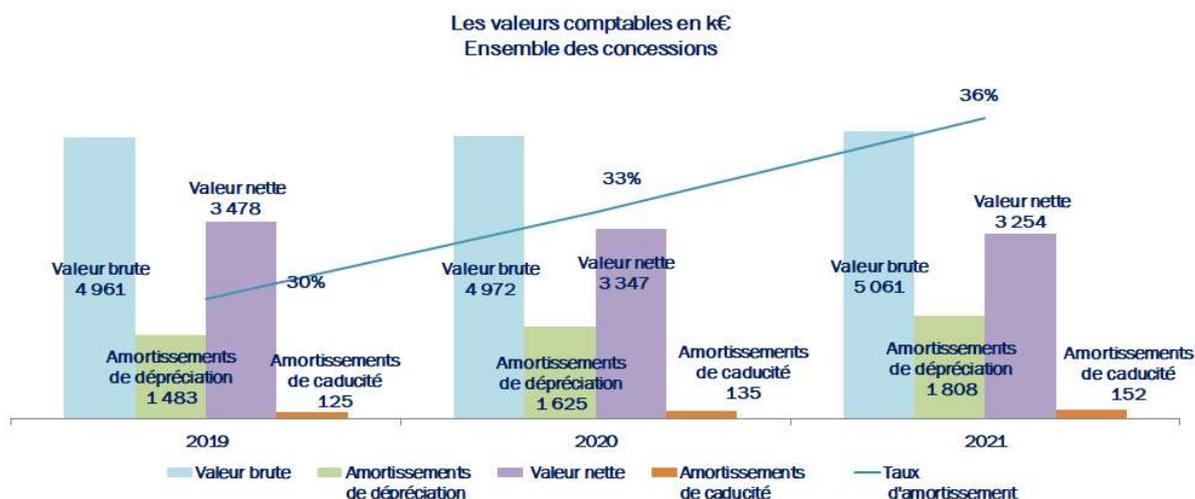
### Le régime des biens en Concession

Typologies	Définitions	Les ouvrages
<b>Biens de retour</b>	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles <b>indispensables à l'exécution du service public</b> et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de Concession.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Canalisations de distribution,</li> <li>- Prises de branchement,</li> <li>- Canalisations de branchement,</li> <li>- Coffrets et armoires multi comptage (qui contiennent le régulateur, les organes de coupure et les compteurs).</li> </ul>
<b>Biens de reprise</b>	Il s'agit ici des biens <b>qui n'ont pas été remis</b> par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et <b>qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public</b> . Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du Concessionnaire. <b>Ils peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réservoirs, Lignes de détente, ouvrages de vaporisation, aménagements et équipements divers des ouvrages de stockage.</li> </ul>
<b>Biens propres</b>	Les biens propres qui <b>restent la propriété du délégant</b> , 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
<b>Biens de retour</b>	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante <b>gratuitement</b> à la fin de la Concession	Le Concessionnaire reçoit de l'Autorité concédante <b>une indemnité</b> 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).
<b>Biens de reprise</b>	En fin de Concession, peuvent être repris par l'Autorité concédante à la condition que cette dernière exerce cette prérogative <b>moyennant un prix à déterminer</b> selon la libre négociation des parties, sans que le Concessionnaire ne puisse s'opposer à cette reprise.	

### 3. Les valeurs nettes et les amortissements<sup>14</sup>



En 2021, la valeur nette des ouvrages s'élève à 3 254 k€ pour les Concessions 2005, 2007 et 2008.

Elle se répartit comme suit : Concession 2005, 1 262 k€, Concession 2007, 1 416 k€, Concession 2008, 575 k€. La valeur nette est obtenue en minorant de la valeur brute, le montant des amortissements de dépréciation pratiqués par le Concessionnaire. Les durées d'amortissement utilisées sont celles prévues aux cahiers des charges. Le taux moyen d'amortissement s'élève à 36%.

Le Concessionnaire pratique des amortissements de dépréciation pour l'ensemble des biens (biens de retour et biens de reprise) pour les trois Concessions. Il constitue en outre des amortissements de caducité pour les biens de retour, pour la Concession 2005 et 2007.



De manière récurrente, le Concédant signale que la pratique des amortissements est à parfaire :

- Au cours du contrôle précédent, il a été rappelé que des tests pratiqués sur les données 2019 ont mis en évidence des écarts d'insuffisance d'amortissement de dépréciation pour les biens de retour et pour les biens de reprise pour les Concessions 2005 et 2007 malgré leurs signalements au Concessionnaire, ces écarts n'ont pas été corrigés.
- Des amortissements de caducité constitués sur des biens de reprise en 2018, à tort : si le Concessionnaire a pratiqué une correction en 2021, cette correction est elle-même erronée et le Concessionnaire s'est engagé à procéder à une nouvelle correction à l'inventaire 2022.

Ces remarques n'ont pas entraîné à ce jour de correctifs.

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.

<sup>14</sup> En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur nette du patrimoine par commune et par Concession.



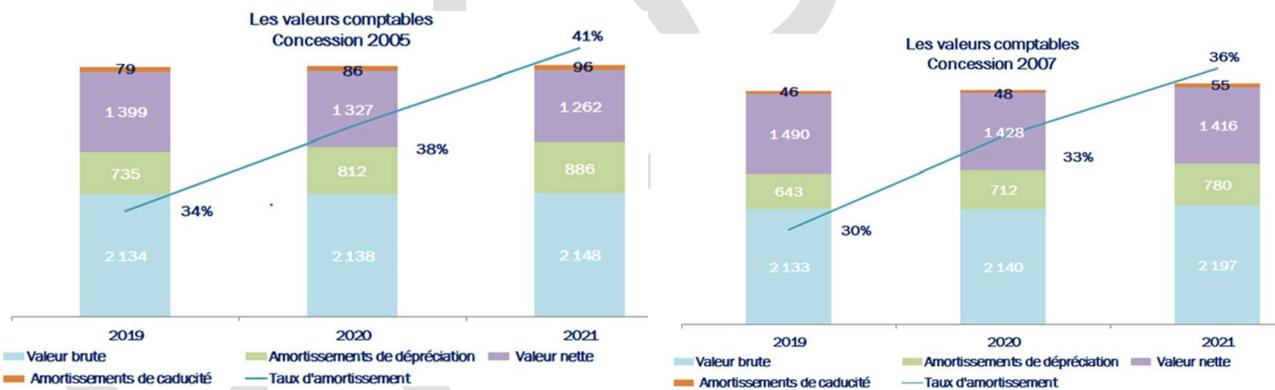
## Éléments à retenir

	Concessions 2005 et 2007	Concession 2008
<b>Ouvrages</b>	<b>Durées d'amortissement</b>	
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

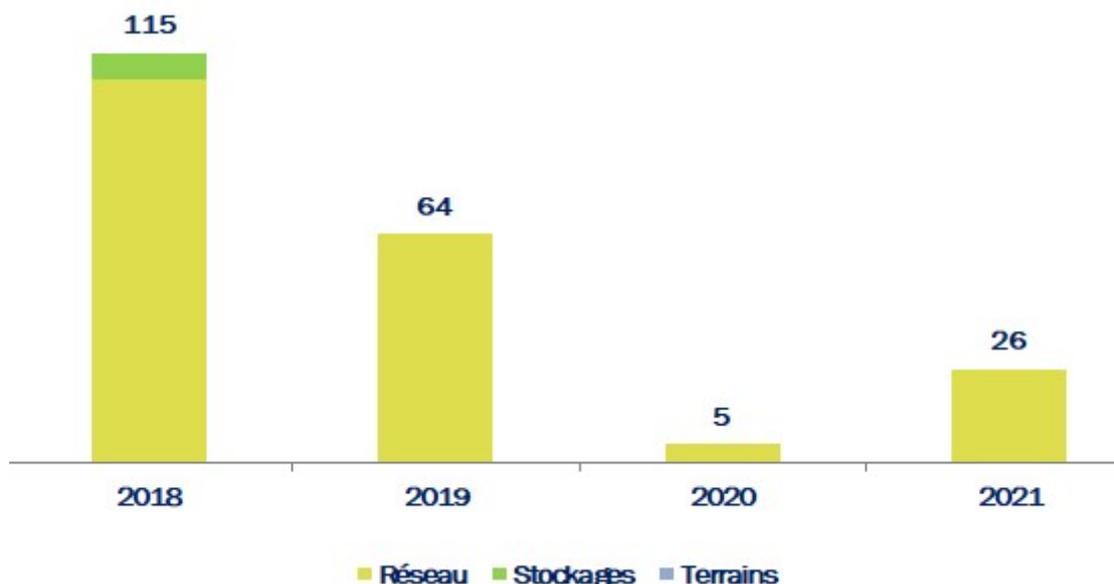
<b>Réseau - Branchement</b>	- Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquées ci-dessus et, - Constitution d'un complément de caducité, lorsque la durée d'amortissement du bien est plus longue que la durée de la convention de Concession, afin que le bien puisse revenir gratuitement à l'Autorité concédante au terme du contrat.
<b>Stockage</b>	- Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquée ci-dessus.

### Les valeurs comptables par Concession



## 4. Les dépenses d'investissements

Dépenses d'investissements pour l'ensemble des Concessions en k€ de 2018 à 2021 :



En 2021, pour la troisième année consécutive, les dépenses d'investissements restent très limitées.

Sur l'ensemble des Concessions, le montant de ces dépenses s'établit à 26 k€.

Sur le périmètre de la Concession 2005, le Concessionnaire a réalisé 9 k€ de dépenses d'investissements correspondant à une extension de réseau de 81 m de canalisations de distribution sur la commune de Dozulé.

Sur le périmètre de la Concession 2007, le Concessionnaire a réalisé 13 k€ de dépenses d'investissements correspondant à la création de deux coffrets de branchement sur la commune déléguée de Caumont l'Eventé et quatre coffrets de branchement sur la commune de Grandcamp Maisy.

Sur le périmètre de la Concession 2008, le Concessionnaire a réalisé 5 k€ de dépenses d'investissements correspondant à la création de deux coffrets de branchement.

## 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. A 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.**

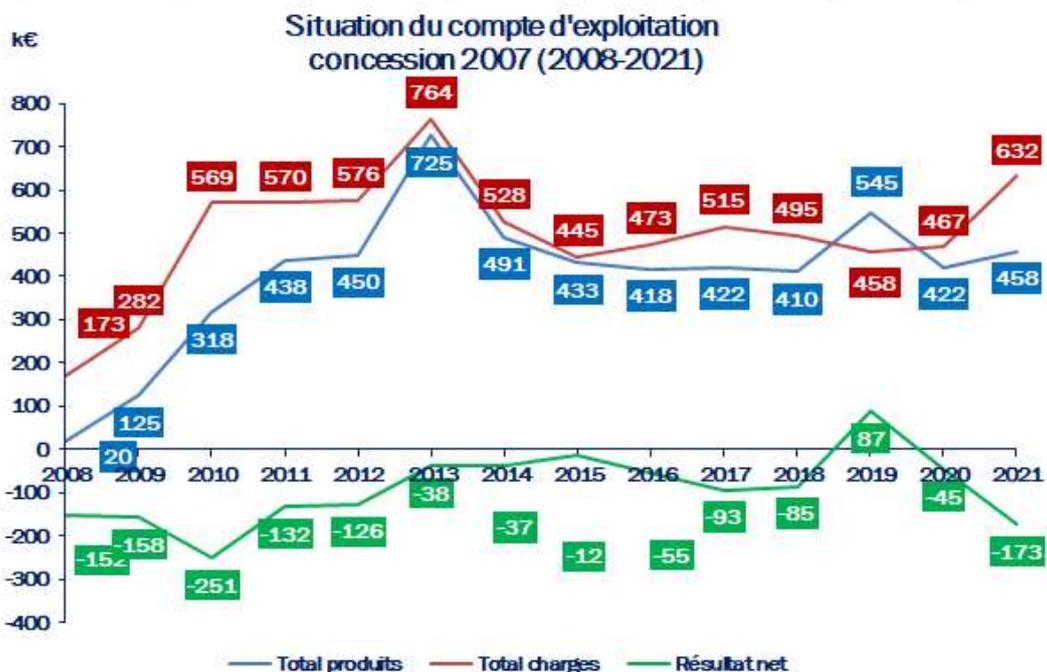
## 7. La rentabilité des Concessions



Résultats d'exploitation cumulés :

**- 874 k€**

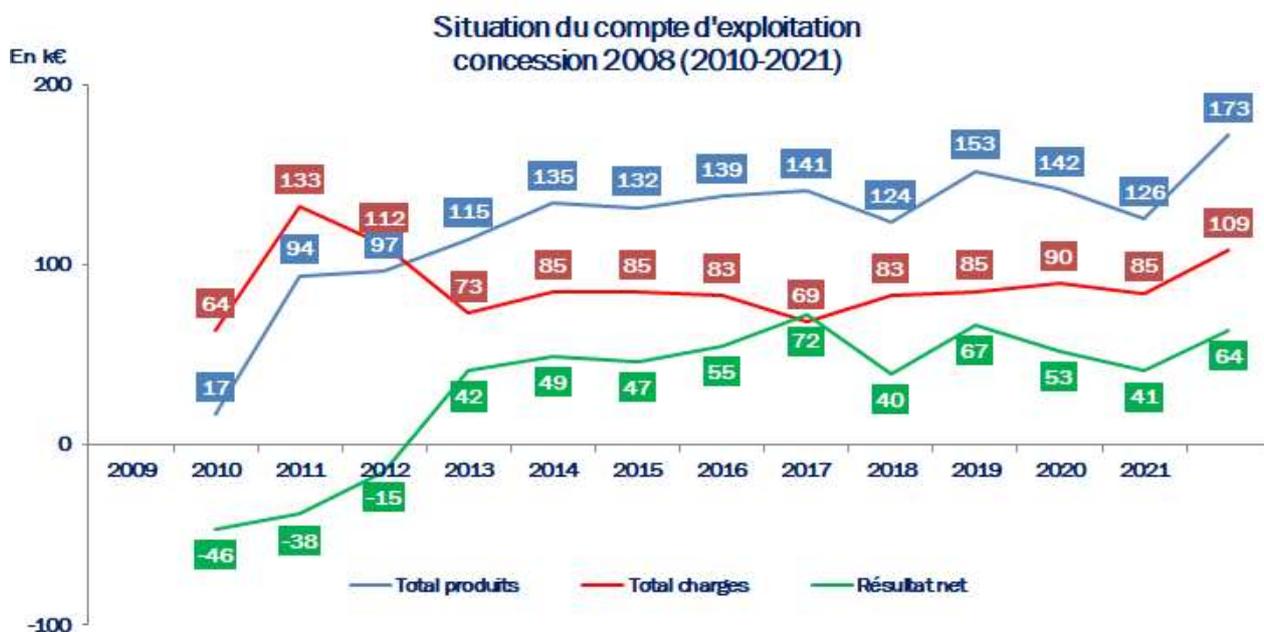
En 2021, les résultats d'exploitation de la Concession 2005 sont **fortement déficitaires** (-106 k€).  
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont déficitaires à hauteur de **- 874 k€**.



Résultats d'exploitation cumulés :

**--1 270 k€**

En 2021, les résultats d'exploitation de la Concession 2007 sont **très fortement déficitaires** (-173 k€).  
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont très déficitaires à hauteur de **- 1 270 k€**.



#### Résultats d'exploitation cumulés :

+ 433 k€

En 2021, les résultats d'exploitation de la Concession 2008 **sont bénéficiaires** (+64 k€).  
Les résultats d'exploitation **cumulés** sont bénéficiaires à hauteur de **433 k€**.

#### A retenir :

La clause de lissage des prix de vente du gaz propane et la constitution du reliquat à hauteur de :

- Pour la Concession 2005, 89k€ (89 815€).
- Pour la Concession 2007, 93 k€ (93 167 €).

Impactent les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 en minorant les produits reçus par le Concessionnaire en 2021.



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 restent **déficitaires** mais dans une moindre mesure :

	Résultat d'exploitation 2021	Résultat d'exploitation 2021 avec prise en compte du reliquat
Concession 2005	-106 k€	-17 k€
Concession 2007	-173 k€	- 80 k€

## 8. Les comptes d'exploitation synthétiques<sup>15</sup>

### Concession 2005

Le compte d'exploitation	2018	2019	2020	2021
	Recettes en k€			
Ventes d'énergie et abonnements	468	551	487	598
<i>Dont ventes d'énergie</i>	406	481	415	526
Recettes pour interventions et service	32	3	4	2
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>501</b>	<b>554</b>	<b>491</b>	<b>601</b>
Dépenses en k€				
Charges de l'exploitation	77	82	78	93
Dotations aux amortissements	76	81	84	93
Personnel	43	44	41	43
Achats et acheminement d'énergie	299	266	239	467
<i>Dont achats d'énergie</i>	262	229	200	414
Impôts et redevances	10	10	10	10
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>505</b>	<b>482</b>	<b>452</b>	<b>707</b>
<b>DIFFERENCES RECETTES-DEPENSES</b>	<b>-4</b>	<b>71</b>	<b>39</b>	<b>-106</b>

### Concession 2007

Le compte d'exploitation	2018	2019	2020	2021
	Recettes en k€			
Ventes d'énergie et abonnements	405	519	416	451
<i>Dont ventes d'énergie</i>	338	447	341	373
Recettes pour interventions et service	5	26	6	8
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>410</b>	<b>545</b>	<b>422</b>	<b>458</b>
Dépenses en k€				
Charges de l'exploitation	73	88	90	95
Dotations aux amortissements	75	73	75	76
Personnel	47	49	45	48
Achats et acheminement d'énergie	288	236	245	401
<i>Dont achats d'énergie</i>	256	206	208	359
Impôts et redevances	12	12	13	13
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>494</b>	<b>458</b>	<b>467</b>	<b>632</b>
<b>DIFFERENCES RECETTES-DEPENSES</b>	<b>-84</b>	<b>87</b>	<b>-45</b>	<b>-173</b>

Pour ce qui concerne la Concession 2005, la progression du chiffre d'affaires de 22% et s'explique principalement par la hausse des volumes facturés et du prix moyen du gaz vendu. Cependant cette hausse du chiffre d'affaires ne compense pas la hausse des achats de gaz dont le coût fait plus que doubler dans l'année.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, la progression du chiffre d'affaires est plus limitée, les volumes consommés restant stables. Comme dans le cas de la Concession 2005 la hausse des achats d'énergie dégrade fortement les résultats d'exploitation de la Concession.



Pour ce qui concerne les Concessions 2005 et 2007, les résultats doivent être appréhendés avec prudence compte-tenu de l'impossibilité de reconstituer les recettes de ventes d'énergie et l'opacité du prix d'achat du gaz.

### Concession 2008

Le compte d'exploitation	2018	2019	2020	2021
	Recettes en k€			
Vente d'énergie et abonnement	152	142	125	171
Recettes pour interventions et service	1	2	1	2
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>153</b>	<b>145</b>	<b>126</b>	<b>173</b>
Dépenses en k€				
Charges de l'exploitation	44	50	45	37
Dotations aux amortissements	16	14	15	34
Personnel	19	20	19	20
Achat et acheminement d'énergie	0	0	0	13
Impôts et redevances	6	6	6	6
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>85</b>	<b>90</b>	<b>85</b>	<b>109</b>
<b>DIFFERENCES RECETTES-DEPENSES</b>	<b>67</b>	<b>55</b>	<b>-41</b>	<b>64</b>

Pour ce qui concerne la Concession 2008, après deux années consécutives de recul, les recettes facturées au titre des volumes acheminés enregistrent une progression importante de plus de 37%.

Le résultat d'exploitation est positif à hauteur de 64 k€.

<sup>15</sup> En annexe n° 2, le lecteur trouvera les comptes d'exploitation détaillés.



**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**

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) à laquelle est soustraite 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° 10 du présent rapport).**

Concession 2005 en k€	2018	2019	2020	2021
Ventes d'énergie facturées n	374	449	456	487
Provisions n	200	232	190	229
<b>Part des provisions/Ventes d'énergie facturées n</b>	<b>53%</b>	<b>52%</b>	<b>42%</b>	<b>47%</b>
Reprises de Provisions	-168	-200	-232	-190
<b>Ventes d'énergie n (total hors abonnements)</b>	<b>406</b>	<b>481</b>	<b>415</b>	<b>526</b>
Concession 2007 en k€	2018	2019	2020	2021
Ventes d'énergie facturées n	312	352	435	354
Provisions n	196	290	197	220
<b>Part des provisions n/Ventes d'énergie facturées n</b>	<b>63%</b>	<b>82%</b>	<b>45%</b>	<b>62%</b>
Reprises de Provisions n-1	-169	-196	-290	-201
<b>Ventes d'énergie n (total hors abonnements)</b>	<b>338</b>	<b>447</b>	<b>341</b>	<b>373</b>

Ce mécanisme reste opaque au terme de la mission de contrôle 2022 :

- Le Concédant ne peut reconstituer les recettes qui correspondent aux recettes facturées de vente d'énergie par tarif.
- Le mécanisme de constitution des provisions doit être clarifié et le Concessionnaire doit justifier la part importante des recettes provisionnées au regard des recettes facturées.

**Opacité des coûts d'achats d'énergie => Charges du compte d'exploitation**

**Détermination du prix moyen de vente en €/T :** Le coût moyen retenu pour valoriser les achats d'énergie résulte d'un coût d'achat moyen pondéré du propane (soit 502 €/Tonne en 2021) fixé sur la base de l'index Argus [CIF ARA], auquel ont été ajoutés 35 € de « marge amont ».

Le coût d'achat moyen pondéré ressort ainsi à 537 €/Tonne en 2021. Ce coût est en forte hausse (+56%), puisqu'il passe de 343 €/Tonne en 2020 à 537 €/Tonne.

Pour parvenir aux coûts matières imputés dans les comptes de résultat des Concessions 2005 et 2007, le Concessionnaire intègre l'impact des provisions et reprises de provisions de volumes consommés (voir p° 11 du présent rapport).

Concession 2005	En GWh	En tonne	Prix d'achat moyen pondéré / T	Montant du Prix d'achat du gaz en k€
Facturation	9,3	670	537	360
Provisions	3,2	232	537	125
Reprises des provisions	-2,8	-206	343	-71
<b>Somme</b>	<b>9,6</b>	<b>697</b>		<b>414</b>

Concession 2007	En GWh	En tonne	Prix d'achat moyen pondéré € / T	Montant du Prix d'achat du gaz en k€
Facturation	7,7	558	537	300
Provisions	3,6	259	537	139
Reprises des provisions	-3,2	-232	343	-80
<b>Somme</b>	<b>8,1</b>	<b>585</b>		<b>359</b>

Montants du compte  
Achats d'énergie  
aux comptes d'exploitation

Plusieurs questions restent en suspens au terme de la mission de contrôle 2022 :

- Le mécanisme de constitution des provisions reste à clarifier,
- Le coût d'achat moyen pondéré du propane est-il représentatif du coût d'achat du gaz pour le Concessionnaire ?
- Que représente la marge imputée au coût d'achat moyen pondéré ?

## BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

### POINTS FORTS :



- Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites.
- Les résultats d'exploitation cumulés de la Concession 2008 restent excédentaires.

### POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :



- L'Autorité concédante reste en l'attente de plusieurs pièces comptables liées aux mises en service 2021.
- Les dépenses d'investissements sont pour la troisième année consécutive en fort retrait par rapport à 2019.
- Les résultats d'exploitation cumulés des Concessions 2005 et 2007 sont déficitaires ou fortement déficitaires.

### POINTS NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :



- Plusieurs lignes d'inventaires non valorisées doivent faire l'objet d'une valorisation (remarque récurrente).
- Les remises gratuites doivent être comptabilisées dans les inventaires (remarque récurrente).
- Les retraits d'ouvrages doivent être valorisés (remarque récurrente).
- Le Concessionnaire doit communiquer sa méthode permettant de distinguer les charges et les immobilisations (remarque récurrente).
- L'Autorité concédante signale que la pratique des amortissements est à parfaire (remarque récurrente).
- Le calcul des droits du Concédant est erroné et doit être corrigé (remarque récurrente).
- L'Autorité concédante souligne que les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 doivent être appréhendés avec prudence compte-tenu d'une part de l'impossibilité de reconstituer les recettes de ventes d'énergie et d'autre part de l'opacité du prix d'achat du gaz : La lisibilité de ces données doit être améliorée.

## Annexe n° 1 : Données à maille communale

### 1. Concession 2005

Nombre d'usagers en 2021	
Saint-Sylvain	27
Molay-Littry	164
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	125
Ver-sur-Mer	22
Dozulé	100
CONCESSION	438

Consommations en GWh en 2021	
Saint-Sylvain	0,4
Molay-Littry	2,9
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	2,4
Ver-sur-Mer	0,3
Dozulé	3,6
CONCESSION	9,6

Valeur brute en 2021 en k€	
Saint-Sylvain	233
Molay-Littry	681
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	636
Ver-sur-Mer	179
Dozulé	419
CONCESSION	2 148

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	95	17	10	122
Molay-Littry	356	42	6	404
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	304	56	3	364
Ver-sur-Mer	80	16	0	96
Dozulé	226	47	3	275
CONCESSION	1 062	178	23	1 262

## 2. Concession 2007

Nombre d'usagers en 2021	
Saint-Martin de la Lieue	11
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	128
Grandcamp Maisy	57
Thury Harcourt (Le Hom)	223
Thaon	55
Noyers Bocage (Val d'Arry)	33
CONCESSION	507

Consommation en GWh en 2021	
Saint-Martin de la Lieue	0,2
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	2,9
Grandcamp Maisy	0,6
Thury Harcourt (Le Hom)	3,1
Thaon	0,6
Noyers Bocage (Val d'Arry)	0,7
CONCESSION	8,1

Valeur brute en 2021 en K€	
Saint-Martin de la Lieue	110
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	542
Grandcamp Maisy	370
Thury Harcourt (Le Hom)	787
Thaon	202
Noyers Bocage (Val d'Arry)	185
CONCESSION	2 197

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	46	17	0	63
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	267	69	10	345
Grandcamp Maisy	201	32	0	233
Thury Harcourt (Le Hom)	422	57	0	479
Thaon	136	12	1	149
Noyers Bocage (Val d'Arry)	101	47	0	147
CONCESSION	1 173	233	11	1 416

### 3. Concession 2008

Nombre d'utilisateurs en 2021	
Cricqueboeuf	20
Mondrainville	35
Grainville sur Odon	125
CONCESSION	180

Consommations en GWh en 2021	
Cricqueboeuf	6,4
Mondrainville	0,5
Grainville sur Odon	1,4
CONCESSION	8,3

Valeur brute en 2021 en K€	
Cricqueboeuf	194
Mondrainville	342
Grainville sur Odon	180
CONCESSION	717

Valeur nette en k€	Réseau	CONCESSION
Cricqueboeuf	150	150
Mondrainville	148	148
Grainville sur Odon	277	277
CONCESSION	575	575

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

### 1. Concession 2005

Concession 2005		Exercice 2020	Exercice 2021	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
<b>Recettes d'exploitation</b>						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	667	667			
Clients facturés	Nombre	441	438			
Abonnement ( TVA : 5,5% )	€ HT	<b>72 725</b>	<b>72 120</b>	12%	-1%	-605
Part variable						
Volume facturé	kWh	8 135 649	9 640 174		18%	1 504 525
Énergie facturée (TVA : 20% )	€ HT	<b>414 512</b>	<b>526 294</b>	88%	27%	111 782
Prestations	€ HT	<b>3 695</b>	<b>2 369</b>	0%	-36%	-1 326
<b>Total des recettes d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>490 931</b>	<b>600 783</b>		22%	109 851
<b>Charges d'exploitation</b>						
		<b>Exercice 2020</b>	<b>Exercice 2021</b>	<b>Part du total</b>	<b>Evolution en %</b>	<b>Evolution en €</b>
Personnel	€ HT	41 061	43 067	6%	5%	2 006
Sous-traitance travaux	€ HT					
Sous-traitance exploitation	€ HT	36 699	39 758	6%	8%	3 059
Entretien réparation	€ HT	8 464	21 290	3%	152%	12 826
Achat de gaz propane	€ HT	200 047	414 272	59%	107%	214 225
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	39 217	52 569	7%	34%	13 353
Stockage	€ HT					
Fourniture (matériels et matériaux)	€ HT					
Véhicules et moyens techniques	€ HT					
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	83 733	84 107	12%	0%	374
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *			9 364	1%		
Valeur nette des actifs cédés	€ HT					
Provisions depréciation comptes clients	€ HT	0	0			
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	2 257	1 941			-316
Redevance versée au concédant	€ HT	7 787	7 835	1%	1%	49
Impôts et taxes	€ HT	3			-100%	-3
Locaux et moyens logistiques	€ HT					
Frais financiers	€ HT					
Assurances	€ HT					
Poste, télécommunications et électricité	€ HT					
Electricité eau	€ HT	4 354	5 469	1%	26%	1 115
Frais de structure	€ HT	28 297	26 872	4%	-5%	-1 425
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>451 918</b>	<b>706 545</b>		56%	254 626
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>39 013</b>	<b>-105 762</b>			



## 2. Concession 2007

Concession 2007		Exercice 2020	Exercice 2021	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
<b>Recettes d'exploitation</b>						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	736	756			
Clients facturés	Nombre	480	507			
Abonnement ( TVA : 5,5% )	€ HT	<b>74 460</b>	<b>77 942</b>	<b>17%</b>	<b>5%</b>	<b>3 482</b>
Part variable						
Volume facturé	kWh	8 029 781	8 084 465		<b>1%</b>	<b>54 684</b>
Énergie facturée (TVA : 20% )	€ HT	<b>341 262</b>	<b>372 813</b>	<b>81%</b>	<b>9%</b>	<b>31 551</b>
Prestations	€ HT	<b>6 205</b>	<b>7 562</b>	<b>2%</b>	<b>22%</b>	<b>1 357</b>
<b>Total des recettes d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>421 928</b>	<b>458 317</b>		<b>9%</b>	<b>36 389</b>
<b>Charges d'exploitation</b>						
Personnel	€ HT	45 328	47 542	<b>8%</b>	<b>5%</b>	<b>2 214</b>
Sous-traitance travaux	€ HT					
Sous-traitance exploitation	€ HT	42 130	46 877	<b>7%</b>	<b>11%</b>	<b>4 747</b>
Entretien réparation	€ HT	12 480	12 561	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>81</b>
Achat de gaz propane	€ HT	208 441	<b>359 018</b>	<b>57%</b>	<b>72%</b>	<b>150 577</b>
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	36 218	41 725	<b>7%</b>	<b>15%</b>	<b>5 507</b>
Stockage	€ HT					
Fourniture (matériels et matériaux)	€ HT					
Véhicules et moyens techniques	€ HT	0	0			
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	75 330	75 510	<b>12%</b>	<b>0%</b>	<b>179</b>
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *			30			<b>30</b>
Valeur nette des actifs cédés	€ HT					
Provisions depréciation comptes clients	€ HT	0	0			
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 695	1 884	<b>0%</b>	<b>11%</b>	<b>189</b>
Redevance versée au concédant	€ HT	10 815	10 954	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>139</b>
Impôts et taxes	€ HT	3	0	<b>0%</b>		<b>-3</b>
Locaux et moyens logistiques	€ HT					
Frais financiers	€ HT					
Assurances	€ HT	0	0	<b>0%</b>		
Poste, télécommunications et électricité	€ HT	0	0	<b>0%</b>		
Electricité eau	€ HT	3 739	5 133	<b>1%</b>	<b>37%</b>	<b>1 393</b>
Frais de structure	€ HT	31 225	30 458	<b>5%</b>	<b>-2%</b>	<b>-767</b>
Frais de publicité	€ HT					
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>467 403</b>	<b>631 691</b>		<b>35,15%</b>	<b>164 287</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>-45 476</b>	<b>-173 374</b>			



### 3. Concession 2008

Concession 2008		Exercice 2020	Exercice 2021	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
<b>Recettes d'exploitation</b>						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	302	303			
Clients facturés	Nombre	173	20			
Terme fixe T1, T2, T3	€ HT	42 358	53 999	31%	27%	11 641
Part variable						
Volume facturé	kWh	5 879 828	8 320 360		42%	2 440 532
Terme proportionnel	€ HT	82 635	116 529	67%	41%	33 894
Prestations	€ HT	880	2 134	1%	143%	1 254
<b>Total des recettes d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>125 873</b>	<b>172 662</b>		37%	46 789
<b>Charges d'exploitation</b>						
		<b>Exercice 2020</b>	<b>Exercice 2021</b>			
Personnel	€ HT	18 614	19 523	18%	5%	909
Sous-traitance travaux	€ HT					
Sous-traitance exploitation	€ HT	28 111	17 789	16%	-37%	-10 322
Entretien réparation	€ HT	4 542	6 950	6%	53%	2 408
Achat de gaz propane	€ HT	0				
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	0	12 570	12%	#DIV/0!	12 570
Stockage	€ HT					
Fourniture (matériels et matériaux)	€ HT					
Véhicules et moyens techniques	€ HT	0				
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	14 783	33 617	31%	127%	18 834
Valeur nette des actifs cédés	€ HT					
Provisions de dépréciation comptes clients	€ HT	0				
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	794	901			
Redevance versée au concédant	€ HT	4 890	4 987	5%	2%	98
Impôts et taxes	€ HT	1				
Locaux et moyens logistiques	€ HT					
Frais financiers	€ HT					
Assurances	€ HT					
Poste, télécommunications et électricité	€ HT					
Electricité eau	€ HT					
Frais de structure	€ HT	12 812	12 207	11%	-5%	-605
Frais de publicité	€ HT					
Perte sur créance	€ HT					
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>€ HT</b>	<b>84 546</b>	<b>108 544</b>		28%	23 998
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>41 327</b>	<b>64 118</b>			





# Mission de contrôle 2022

## Rapport PRIMAGAZ

### Données 2021

## 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** et **Autorité concédante** a conclu en 2005 et 2007<sup>1</sup> 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.

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, à la suite des délibérations concordantes en date du 23 septembre 2019, pour la commune et du 25 octobre 2019, pour le SDEC ÉNERGIE.

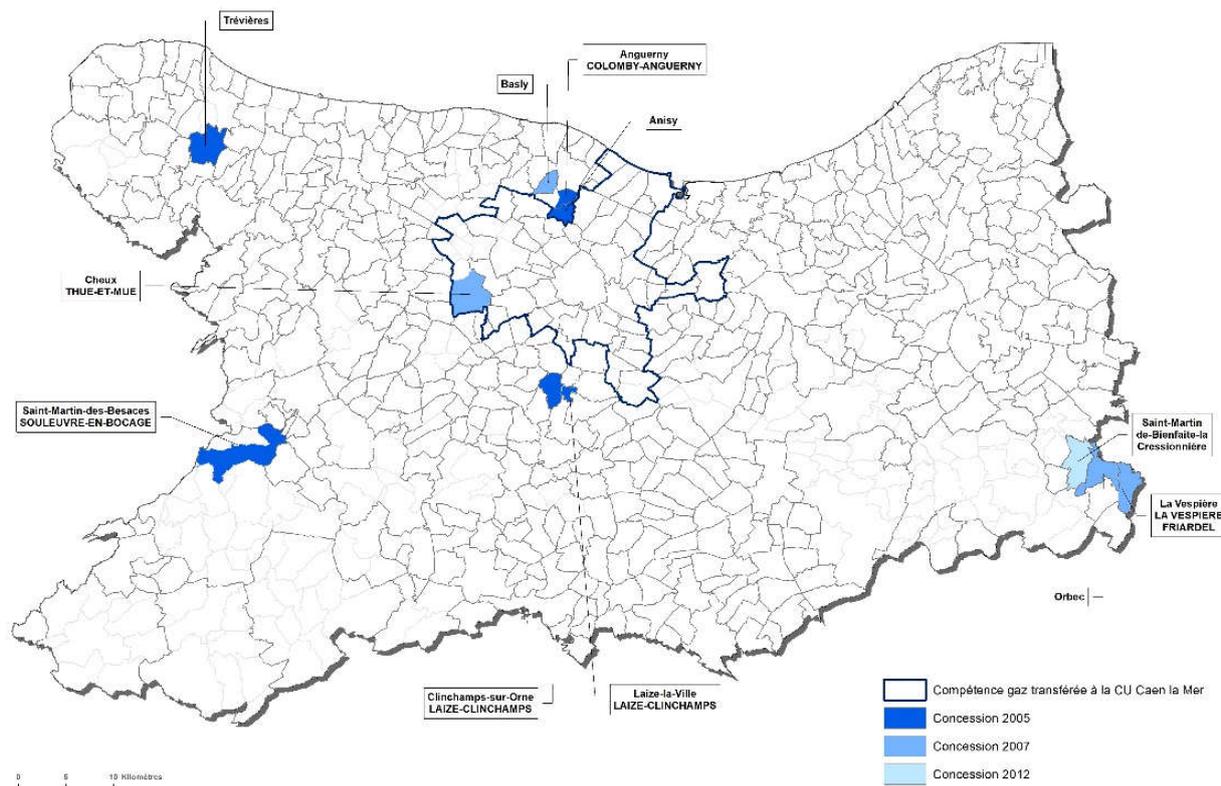
Cette commune ayant concédé, à compter du 19 janvier 2012 et pour 30 ans, l'exploitation, le service public de la distribution de **gaz propane** à la société PRIMAGAZ, le SDEC ÉNERGIE, par un courrier en date du 8 novembre 2019, a informé le Concessionnaire de sa substitution à la commune dans le cadre 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.

---

<sup>1</sup> Conventions de Concession en date du 22 septembre 2005 et du 26 octobre 2007.

**3 conventions de Concession recouvrent le territoire de 10 communes,  
dont 9 sont alimentées en gaz propane**



**Le périmètre géographique des Concessions**

<b>Concession 2005</b>	Colomby-Anguerny ( <b>Anguerny</b> ) <sup>2</sup> , Anisy, Laize-Clinchamps ( <b>Clinchamps sur Orne et Laize la Ville</b> ), Souleuvre-en-Bocage ( <b>Saint-Martin-des-Besaces</b> ), Trévières.
<b>Concession 2007</b>	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel, ( <b>La Vespière</b> ).
<b>Concession 2012</b>	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

Les conventions de Concession	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur des Conventions de Concession	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture Gaz propane		
Durée	30 ans	30 ans	30 ans
Fin	2035	2037	2042

<sup>2</sup> 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 2022 à partir des données communiquées par le PRIMAGAZ au titre de l'année 2021.

## Déroulement de la mission de contrôle 2022 :



Les échanges liés à la mission de contrôle 2022 ont été organisés en vidéo-conférence et en présentiel. Pour la partie comptable de la mission de contrôle 2022, le SDEC ÉNERGIE a été accompagné par les représentants du Cabinet COGEDIAC.

## Objet de la mission de contrôle

Les missions de contrôle ont pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- **À la qualité du service aux usagers** => évolution du nombre d'utilisateurs 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 1938.

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 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.

### 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

<b>I.</b>	<b>LES USAGERS.....</b>	<b>8</b>
1.	Les usagers consommateurs.....	8
2.	Les consommations en GWh .....	10
3.	L'évolution des tarifs de fourniture du gaz propane .....	12
4.	La facturation.....	20
5.	Les prestations réalisées par le Concessionnaire.....	24
6.	Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire .....	26
7.	Les réclamations et la satisfaction des usagers .....	28
8.	BILAN DE LA PARTIE USAGERS.....	29
<b>II.</b>	<b>LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE.....</b>	<b>31</b>
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) .....	34
4.	Les raccordements.....	36
5.	BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	38
<b>III.</b>	<b>LES OUVRAGES DE LA CONCESSION .....</b>	<b>40</b>
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
<b>IV.</b>	<b>QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ .....</b>	<b>52</b>
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
<b>V.</b>	<b>LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES .....</b>	<b>59</b>
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 2021 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
<b>VI.</b>	<b>Annexe n°1 : Les coefficients de conversion.....</b>	<b>77</b>
<b>VII.</b>	<b>Annexe n°2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant la valeur brute des ouvrages remis gratuitement par communes.....</b>	<b>79</b>
<b>VIII.</b>	<b>Annexe n°3 : Valeurs comptables par commune.....</b>	<b>80</b>

Projet

# I. LES USAGERS

## 1. Les usagers consommateurs



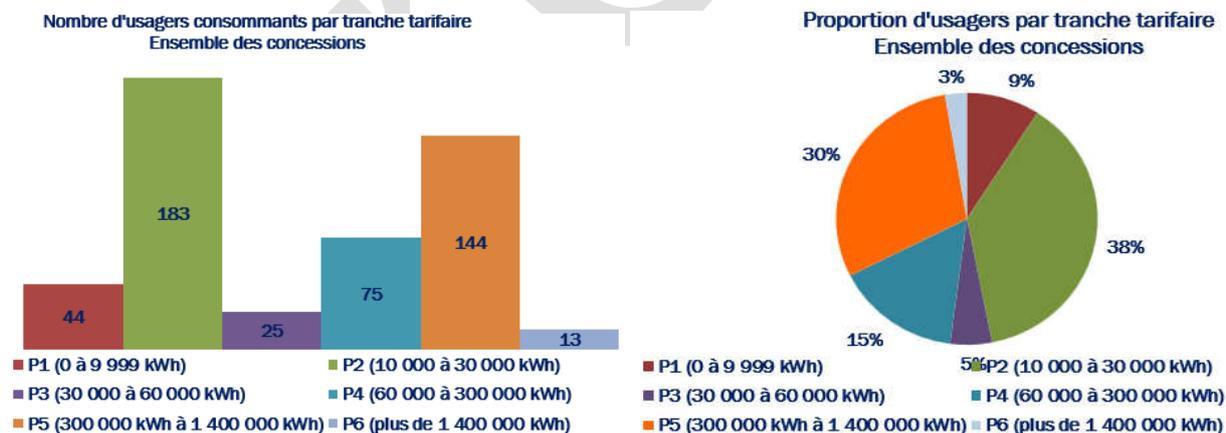
En 2021, on relève pour l'ensemble des Concessions **484 usagers consommateurs** soit **268** pour la Concession 2005, **204** pour la Concession 2007 et, **12** pour la Concession 2012.

Pour les 3 Concessions, le nombre d'usagers consommateurs augmente de **1 %** soit **6 usagers supplémentaires**, dont 5 sur la Concession 2005 et 1 sur la Concession 2007. Il n'y a pas d'évolution du nombre d'usagers sur la Concession 2012 pour la troisième année consécutive.

 L'évolution du nombre d'usagers consommateurs en 2021 est la plus faible constatée depuis 2019.

 La quasi-stagnation du nombre d'usagers consommateurs au regard d'une part de la **stagnation des taux de pénétration<sup>3</sup>** et d'autre part des **niveaux importants des taux de PCE sans consommation<sup>3</sup>**, est un **indicateur supplémentaire d'une activité économique qui marque le pas**. L'autorité Concédante s'interroge sur la politique commerciale du Concessionnaire et les moyens qu'il met en œuvre au titre de la promotion du gaz.

A la maille de l'ensemble des Concessions, **38 %** des usagers (183) disposent de contrat de type P2 et **29 %** des usagers (144) disposent de contrat de type P5. 13 usagers disposent d'un contrat de type P6.



<sup>3</sup> Voir commentaires sous II Les travaux réalisés dans l'année 3) Nombre de PCE concernant l'évolution de ces taux.



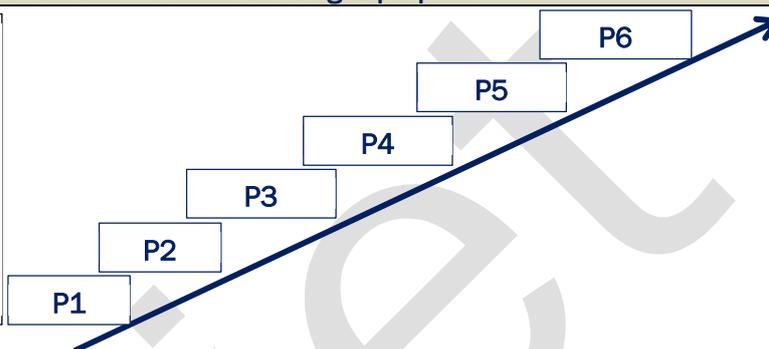
## La segmentation des usagers consommateurs

La segmentation des usagers consommateurs est basée sur leurs consommations annuelles, les prix du kWh de propane varient en fonction de cette tranche tarifaire.

Tranches tarifaires	Consommations annuelles Concession 2005/2007	Consommations annuelles Concession 2012
P1	De 0 à 9 999 kWh/an	De 0 à 10 000 kWh/an
P2	De 10 000 à 30 000 kWh/an	De 10 001 à 30 000 kWh/an
P3	De 30 000 à 60 000 kWh/an	De 30 001 à 60 000 kWh/an
P4	De 60 000 à 300 000 kWh/an	De 60 001 à 300 000 kWh/an
P5	De 300 000 kWh à 1 400 000 kWh/an	De 300 001 kWh à 1 500 000 kWh/an
P6	Plus de 1 400 000 kWh/an	Plus de 1 500 001 kWh/an

### La pyramide tarifaire - Fourniture de gaz propane

En principe, plus le volume annuel consommé est important plus le prix unitaire de la molécule est moindre.



### Les usagers consommateurs à la maille communale

Concession 2005 / Nom de la Commune	2018	2019	2020	2021
Colomby-Angerny ( <a href="#">Anguerny</a> )	14	16	17	18
Anisy	15	20	21	24
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Clinchamps sur Orne</a> )	79	75	76	94
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Laize la Ville</a> )	14	14	16	
Souleuvre-en-Bocage ( <a href="#">Saint Martin des Besaces</a> )	25	26	26	27
Trévières	107	104	107	105
<b>Somme</b>	<b>254</b>	<b>255</b>	<b>263</b>	<b>268</b>

Concession 2007 / Nom de la Commune	2018	2019	2020	2021
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue ( <a href="#">Cheux</a> )	33	33	33	33
La Vespière-Friardel ( <a href="#">La Vespière</a> )	12	12	12	12
Orbec	152	153	158	159
<b>Somme</b>	<b>197</b>	<b>198</b>	<b>203</b>	<b>204</b>

Concession 2012	2018	2019	2020	2021
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière		12	12	12

### Les usagers consommateurs par tranche tarifaire Ensemble des Concessions

Ensemble des Concessions	2018	2019	2020	2021	Evolution %	Evolution nb	Proportion
P1	36	39	41	44	7%	3	9%
P2	169	179	183	183	0%	0	38%
P3	23	27	22	25	14%	3	5%
P4	80	81	78	75	-4%	-3	15%
P5	131	136	141	144	2%	3	30%
P6	3	3	13	13	0%	0	3%
<b>Total cumulé</b>	<b>442</b>	<b>465</b>	<b>478</b>	<b>484</b>	<b>1%</b>	<b>6</b>	

## 2. Les consommations en GWh



**15.3 GWh<sup>4</sup> de gaz propane ont été consommés sur l'ensemble des Concessions** soit **4,6 GWh** sur la Concession 2005, **9,1 GWh** sur la Concession 2007 et **1,5 GWh** sur la Concession 2012. La Concession 2007 représente 60% du volume consommé en 2021.

Après deux années consécutives de contraction, le volume consommé de l'ensemble des Concessions progresse de 8% en 2021 (soit 1,1 GWh). Le climat de l'année 2021 explique pour partie cette évolution.

Cette année a été caractérisée par une alternance de périodes de douceur et de périodes de froid assez marqué : des records de froid ont ainsi été enregistrés mi-janvier et mi-février. La fraîcheur a ensuite dominé durant le printemps avec de fortes gelées tardives en avril et un mois de mai en moyenne plus de 1°C en dessous de la normale (Bilan annuel 2021 Météo France). Sur le Calvados, l'année 2021 a compté 2 487 DJU (degrés jours unifiés<sup>5</sup> - station Météo France Carpiquet) contre 2 204 en 2020 entraînant une augmentation des consommations de chauffage estimée de 12,8%.

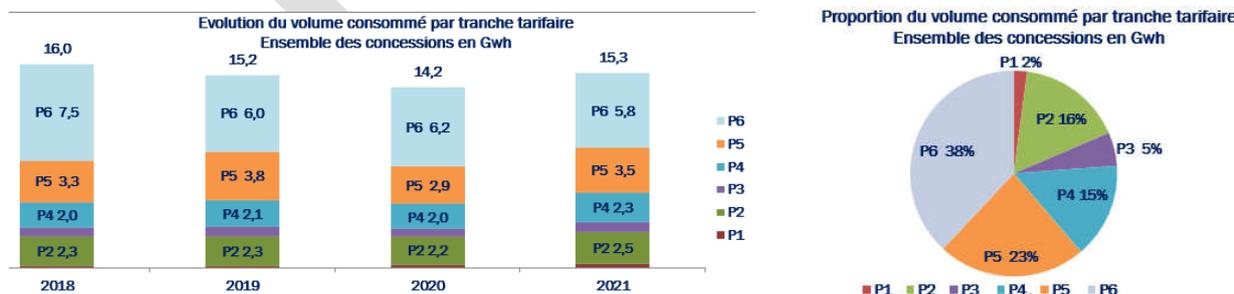
A la maille de chaque Concession, on observe que le volume consommé par rapport aux données de l'exercice 2020, augmente de 21% pour la Concession 2005 (soit 0,8 GWh), progresse de 1% pour la Concession 2007 (soit 0,1 GWh) et croît de 8% pour la Concession 2012 (soit 0,2 GWh). Le Concessionnaire explique l'augmentation plus importante du volume consommé sur le périmètre de la Concession 2005 par rapport à celle constatée sur la Concession 2007 par l'augmentation du nombre d'usagers consommants sur la Concession 2005 (augmentation nette de 5 usagers).



Il est à noter qu'en ce qui concerne la Concession 2007, en 2021, l'Autorité Concédante relève une décroissance du volume consommé par les usagers de la tranche P6 de 0,3 GWh, ce constat semble lié en tout ou partie au fait que la consommation de 3 gros consommateurs n'a pas été relevée en 2021 à la suite d'une erreur humaine sur la commune déléguée de La Vespière.



Plus largement à la maille de l'ensemble des Concessions, l'Autorité Concédante relève une baisse du volume consommé par les usagers de la tranche tarifaire P6 depuis trois années consécutives. Le volume consommé par les usagers de la tranche P6 représentant 38% du volume consommé en 2021, cette baisse qui impacte notablement les résultats de la Concession est à surveiller.



<sup>4</sup> 1 GWh = 1 000 000 de kWh

<sup>5</sup> Le degré jour unifié est une valeur représentative de l'écart entre la température d'une journée donnée et un seuil de température préétabli (18 °C dans le cas des DJU). Sommés sur une période, ils permettent de calculer les besoins de chauffage d'un bâtiment.



## Le volume consommé en GWh à la maille communale

Concession 2005 / Nom de la Commune	2018	2019	2020	2021
Colomby-Angerny ( <a href="#">Anguerny</a> )	0,2	0,2	0,2	0,2
Anisy	0,4	0,4	0,4	0,5
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Clinchamps sur Orne</a> )	1,8	1,4	1,4	1,8
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Laize la Ville</a> )	0,2	0,2		
Souleuvre-en-Bocage ( <a href="#">Saint Martin des Besaces</a> )	0,4	0,3	0,2	0,3
Trévières	1,9	1,5	1,7	1,8
<b>Somme</b>	<b>4,8</b>	<b>3,8</b>	<b>3,8</b>	<b>4,6</b>

Concession 2007 / Nom de la Commune	2018	2019	2020	2021
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue ( <a href="#">Cheux</a> )	0,2	0,2	0,2	0,2
La Vespière-Friardel ( <a href="#">La Vespière</a> )	8,0	6,2	5,1	5,0
Orbec	3,5	3,7	3,7	3,9
<b>Somme</b>	<b>11,7</b>	<b>10,1</b>	<b>9,0</b>	<b>9,1</b>

Concession 2012	2018	2019	2020	2021
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière		1,3	1,3	1,5

## Le volume consommé en GWh par tranche tarifaire et par Concession

Concession 2005	2018	2019	2020	2021
P1	0,1	0,1	0,1	0,2
P2	1,5	1,4	1,4	1,6
P3	0,5	0,5	0,3	0,4
P4	1,0	0,8	1,2	1,5
P5	1,3	0,9	0,7	1,0
P6				
<b>Somme</b>	<b>4,3</b>	<b>3,8</b>	<b>3,8</b>	<b>4,6</b>

Concession 2007	2018	2019	2020	2021
P1	0,1	0,1	0,1	0,1
P2	0,8	0,8	0,7	0,8
P3	0,2	0,2	0,2	0,4
P4	1,0	1,2	0,7	0,7
P5	2,0	1,8	1,1	1,2
P6	7,5	6,0	6,2	5,8
<b>Somme</b>	<b>11,7</b>	<b>10,1</b>	<b>9,0</b>	<b>9,1</b>

Concession 2012	2018	2019	2020	2021
P1		0,0	0,0	0,0
P2		0,1	0,0	0,1
P3		0,0	0,0	0,0
P4		0,1	0,1	0,1
P5		1,1	1,2	1,4
P6		0,0	0,0	0,0
<b>Somme</b>		<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,5</b>

### 3. L'évolution des tarifs de fourniture du gaz propane

#### a) Les principes

La tarification du service public de fourniture de gaz propane est dépendante des besoins annuels des usagers. 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 depuis lors actualisés trois fois par an :

Pour les Concessions 2005 et 2007	Pour la Concession 2012
- 15 avril, - 15 août, - 15 décembre.	- 1 <sup>er</sup> avril, - 1 <sup>er</sup> août, - 1 <sup>er</sup> décembre.

Cette actualisation des tarifs de fourniture du gaz propane est réalisée selon les modalités prévues dans les cahiers des charges des Concessions. Ces modalités sont similaires pour les Concessions 2005 et 2007. Pour ces Concessions, les tarifs de fourniture du gaz propane sont actualisés au moyen d'une formule paramétrique ayant pour objet de concrétiser les évolutions, du prix d'achat du gaz et des autres charges supportées par le Concessionnaire.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, il est prévu que : « Le prix de vente du gaz... évolue chaque trimestre 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 trimestre... en fonction des conditions d'achat de PRIMAGAZ... ».

L'évolution des tarifs de fourniture du gaz propane d'une période tarifaire à une autre est limitée à +/- 10% par rapport aux tarifs précédents pour les trois Concessions.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le reliquat généré par le plafonnement des tarifs de fourniture du gaz propane est calculé une fois par an et réintroduit dans le prix de vente. Si ceci n'entraîne pas une variation de +/- 10% par rapport aux tarifs précédents, le reliquat annuel est reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires d'un logement social.

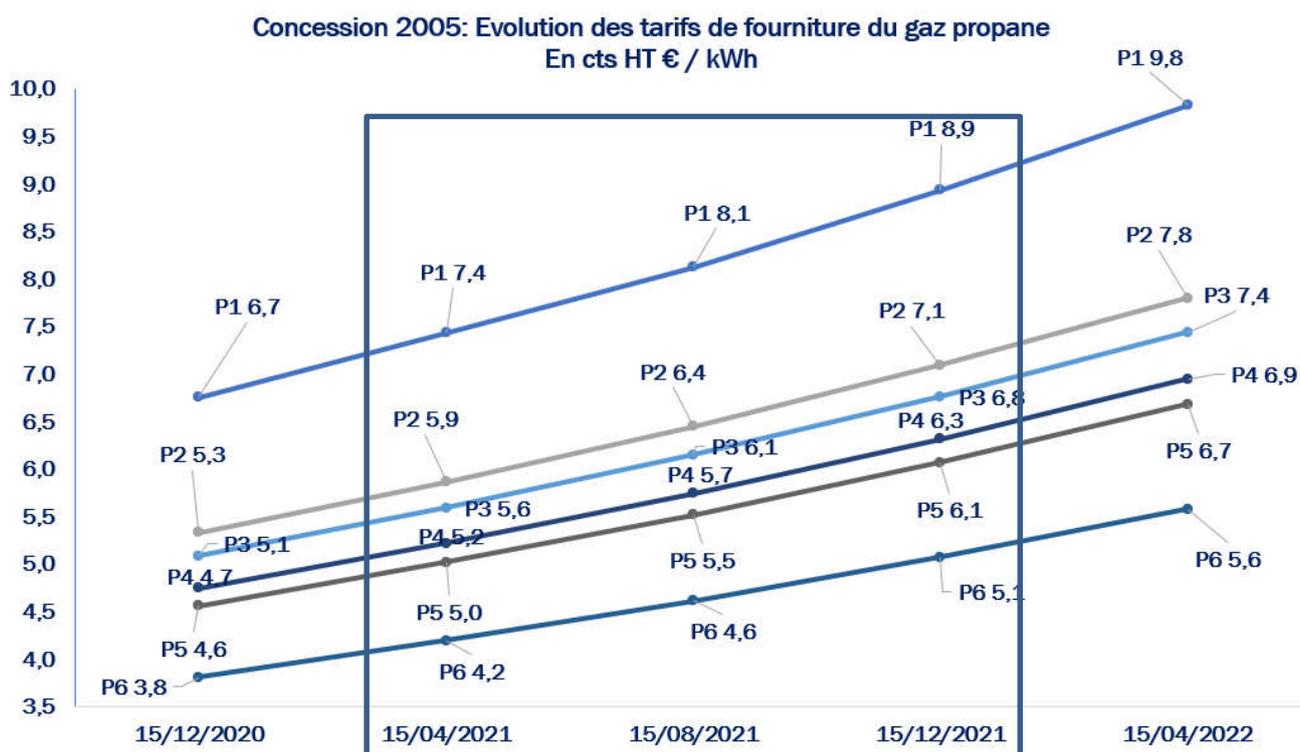
Le tarif de fourniture du gaz applicable au locataire, est fonction de la consolidation des consommations des logements de son bailleur social sur la commune. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs différents sites.

Pour toute les Concessions le tarif du terme d'abonnement est actualisé tous les ans en avril ou en août pour la Concession 2012, selon une formule paramétrique.

 Tous les usagers qu'ils soient équipés d'une citerne avec compteur ou citerne VRAC qu'ils soient raccordables ou non au réseau (-25m) bénéficient des tarifs négociés dans le cadre des Concessions (conversion des consommations livrées en tonnes en kWh).

## b) Évolutions des tarifs de fourniture du gaz propane

Pour ce qui concerne la Concession 2005 <sup>6</sup>:



En 2020, les prix de la molécule de propane avaient tous évolués à la baisse. En 2021, les tarifs de fourniture du gaz propane ont tous progressé de 10% sur chaque période tarifaire à l'exception du tarif de la tranche tarifaire P1 en août 2021 qui a progressé de 9%.

Concession 2005 : évolution des tarifs de fourniture de gaz propane - En cts € HT/ kWh					
Tranches tarifaires	15/12/2020	15/04/2021	15/08/2021	15/12/2021	15/04/2022
P1	6,7	7,4	8,1	8,9	9,8
Évolution		4%	10%	9%	10%
P2	5,3	5,9	6,4	7,1	7,8
Évolution		2%	10%	10%	10%
P3	5,1	5,6	6,1	6,8	7,4
Évolution		2%	10%	10%	10%
P4	4,7	5,2	5,7	6,3	6,9
Évolution		2%	10%	10%	10%
P5	4,6	5,0	5,5	6,1	6,7
Évolution		1%	10%	10%	10%
P6	3,8	4,2	4,6	5,1	5,6
Évolution		0%	10%	10%	10%

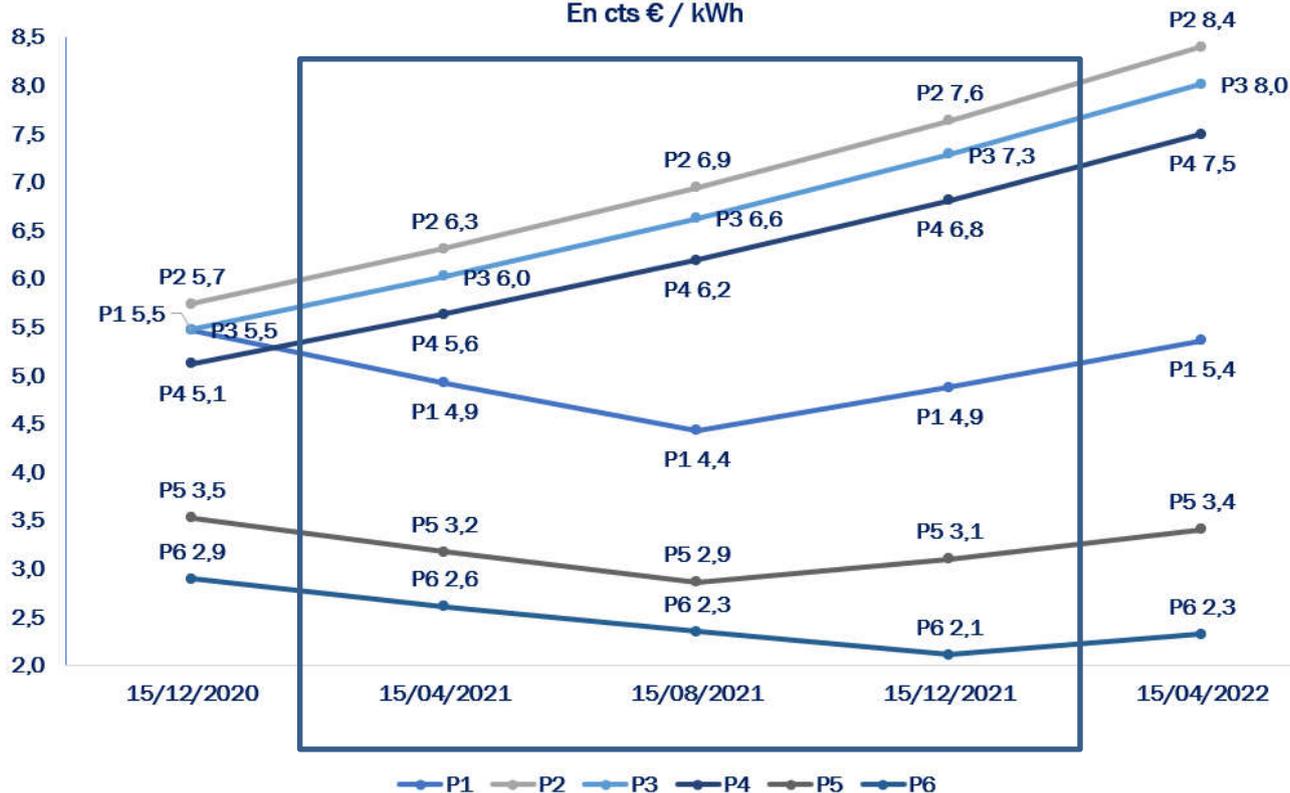
Les évolutions des tarifs de gaz propane sont limitées à +/- 10% par rapport aux tarifs précédents par PRIMAGAZ sans entraîner la constitution d'un reliquat en faveur ou en défaveur des usagers.

En 2021, le Concessionnaire a limité cette évolution à + 10%, alors que les augmentations du prix du gaz étaient plus marquées.

<sup>6</sup> Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

Pour ce qui concerne la Concession 2007 7:

Concession 2007: Evolution des tarifs de fourniture du gaz propane  
En cts € / kWh



En 2020, les prix de la molécule de propane avaient tous évolués à la baisse, sauf les prix de la molécule en P2, P3 et P4 qui dès décembre 2020 sont à la hausse.

En 2021, les évolutions des tarifs sont à la hausse ou à la baisse :

Concession 2007 : Evolution des tarifs de fourniture de gaz propane - En cts € / kWh					
Tranches tarifaires	15/12/2020	15/04/2021	15/08/2021	15/12/2021	15/04/2022
P1	5,5	4,9	4,4	4,9	5,4
Evolution		-10%	-10%	10%	10%
P2	5,7	6,3	6,9	7,6	8,4
Evolution		10%	10%	10%	10%
P3	5,5	6,0	6,6	7,3	8,0
Evolution		10%	10%	10%	10%
P4	5,1	5,6	6,2	6,8	7,5
Evolution		10%	10%	10%	10%
P5	3,5	3,2	2,9	3,1	3,4
Evolution		-10%	-10%	8%	10%
P6	2,9	2,6	2,3	2,1	2,3
Evolution		-10%	-10%	-10%	10%

Les évolutions des tarifs de fourniture du gaz propane sont limitées à +/- 10% en application du mécanisme de lissage. Le reliquat généré par le plafonnement des tarifs de fourniture du gaz propane est réintroduit dans le prix de vente dans cette limite.

**Les baisses** des tarifs constatées en 2021 sont liées à l'**apurement de reliquat** en faveur des usagers venant diminuer les prix de vente. A l'inverse, **les augmentations** des tarifs de 10% sont liées à la mise en œuvre de la clause de lissage avec constitution d'un reliquat qui viendra s'ajouter au prix de vente calculé sur les périodes tarifaires futures.

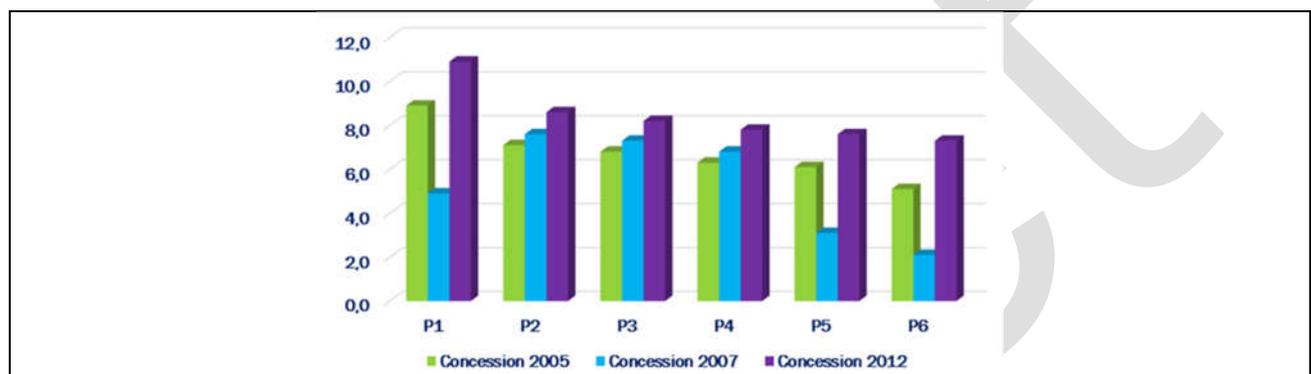
<sup>7</sup> Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

Pour ce qui concerne la Concession 2012<sup>8</sup> :

Concession 2012 : Evolution des tarifs de fourniture de gaz propane – En cts € / kWh					
Tranches tarifaires	15/12/2020	15/04/2021	15/08/2021	15/12/2021	15/04/2022
P1	10,9	10,9	10,9	10,9	12,9
P2	8,6	8,6	8,6	8,6	10,6
P3	8,2	8,2	8,2	8,2	10,2
P4	7,8	7,8	7,8	7,8	9,8
P5	7,6	7,6	7,6	7,6	9,5
P6	7,3	7,3	7,3	7,3	9,3

Les tarifs de fourniture du gaz propane n'ont pas évolué en 2021. En 2020, ils avaient tous évolués à la hausse.

Les tarifs de fourniture du gaz propane en décembre 2021 par Concession en cts €:



Les tarifs de fourniture du gaz propane en décembre 2021 en cts € HT/ kWh par Concession

Tranches tarifaires	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
P1	8,9	4,9	10,9
P2	7,1	7,6	8,6
P3	6,8	7,3	8,2
P4	6,3	6,8	7,8
P5	6,1	3,1	7,6
P6	5,1	2,1	7,3

### c) Évolutions des termes fixes « abonnements »

Evolution du tarif des abonnements en € HT/ kWh par Concession							
Tranches tarifaires		Concession 2005		Concession 2007		Concession 2012	
		Avril 2020	Avril 2021	Avril 2020	Avril 2021	Aout 2020	Aout 2021
A1	De 0 à 9.999 kWh	18,3	18,7	17,3	17,5	14,2	14,2
A2 et A3	De 10.000 à 60.000 kWh	16,2	16,5	15,3	15,5	14,2	14,4
A4	De 300 000 kWh	27,8	28,4	15,3	15,5	21,5	21,5
A5 et A6	Plus de 300 000 kWh	26,7	27,0	26,3€	26,5	23,2	23,2
<b>Evolution</b>		0,8%	1,9%	1,7%	1,1%	0%	0%

A compter du 15 avril 2021 les termes abonnements des différentes tranches tarifaires progressent de **1,9%** pour ce qui concerne la Concession 2005 et **1,1%** pour ce qui concerne la Concession 2007.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, les termes abonnements des différentes tranches tarifaires n'ont pas évolué le 1<sup>er</sup> aout 2021.

<sup>8</sup> Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

#### d) Évolutions des tarifs des prestations annexes

Le Concessionnaire réalise un certain nombre de prestations comprises dans les tarifs 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 m<sup>3</sup>/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),
- Numéro de sécurité 24h/24 (Mise à disposition d'un numéro d'urgence accessible 24h/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 à l'acte, dont les tarifs sont actualisés une fois par an. Les tarifs de ces prestations sont indiqués par Concession ci-dessous (en € HT) :

Pour ce qui concerne la Concession 2005 :

Nature de l'intervention	Avril 2020	Avril 2021
Raccordement lors des travaux de 1er établissement	442,6	447,3
Raccordement après travaux de premier établissement	870,7	880,0
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	435,1	447,3
Ouverture du compteur - Mise en service	65,3	66,0
Relève spécifique	65,3	66,0
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (Pas de défaut constaté)	65,3	66,0
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	326,5	330,0
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	117,1	118,4
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	195,2	197,3
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	130,2	131,6

Les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire ont évolué de 1,1% en avril 2021.

Pour ce qui concerne la Concession 2007 :

Nature de l'intervention	Avril 2020	Avril 2021
Raccordement lors des travaux de premier établissement	416,0	420,5
Raccordement après travaux de premier établissement	818,4	827,2
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	416,0	420,5
Ouverture du compteur - Mise en service	61,4	62,0
Encastrement coffret de comptage (saigné et niche) dans un mur en pierre apparente	183,5	185,5
Encastrement coffret de comptage (saigné et niche) dans un mur de nature différente	122,4	123,7
Relevé spécifique	61,4	62,0
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (Pas de défaut constaté)	61,4	62,0
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	306,9	310,2
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	110,1	111,3

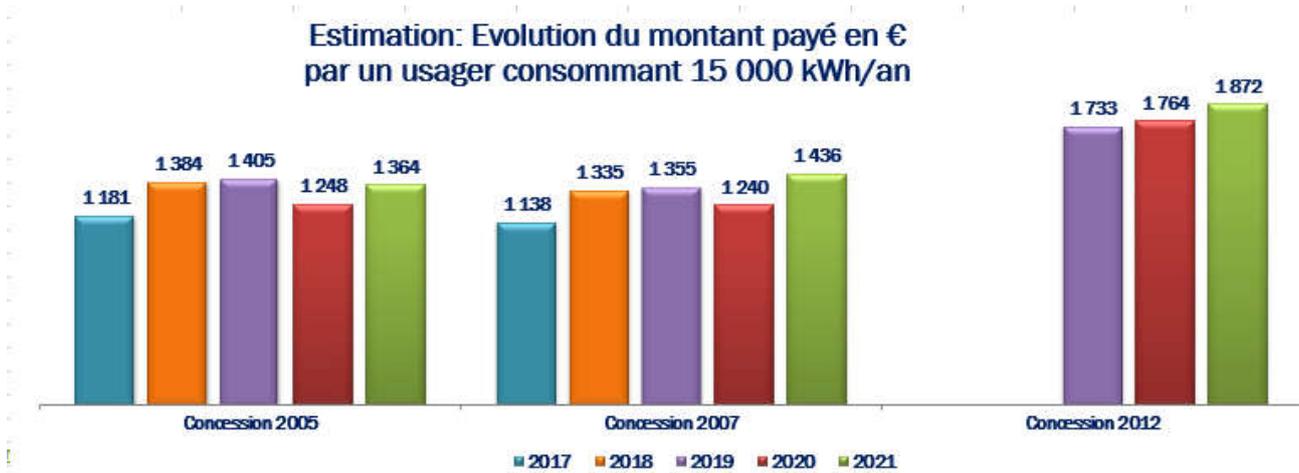
Les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire ont évolué de 1,1% en avril 2021.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Concession 2012 - Nature de l'intervention	Août 2020	Août 2021
Raccordement lors des travaux de 1er établissement inférieur égal à 16 nm <sup>3</sup> /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 2021, les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire n'ont pas évolué.

e) Simulation du montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel (type P2) consommant 15 000 kWh/an<sup>9</sup>



Le SDEC ÉNERGIE estime le montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel (type P2) consommant 15 000 kWh/an en € TTC.

En 2021, ce montant de cette facture est estimé à :

- 1 364 € HT pour un usager de la Concession 2005 en progression de 9% par rapport à 2020,
- 1 436 € HT pour un usager de la Concession 2007 en hausse 16% par rapport à 2020,
- 1 872 € HT pour un usager de la Concession 2012 en augmentation de 6% par rapport à 2020.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, le montant payé par un usager est de 37 % plus élevé que pour un usager résidant sur la Concession 2005 et 30% plus élevé qu'un usager résidant sur la Concession 2007.

Interrogé sur cet écart, le Concessionnaire a répondu : « 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 que les tarifs de fourniture du gaz propane pour la Concession 2012 soient clarifiés et revus à la baisse.

<sup>9</sup> Tarifs en €TTC intégrant la TICPE

Projet

## 4. La facturation

Les usagers disposent de deux modalités de facturation :

- **Le paiement bimensuel** : l'utilisateur reçoit une première facture dans les deux mois qui suivent la mise en service du compteur. Cette facture comporte l'abonnement compris entre la date de mise en service de l'utilisateur et la date de la facture, deux mois d'abonnement à venir et les frais de mise en service. Il reçoit ensuite une **facture tous les deux mois** comprenant la consommation réelle ou estimée des deux mois passés et des deux mois d'abonnement à venir.
- **Le paiement mensuel** : au préalable, le Concessionnaire estime la consommation annuelle de gaz propane de l'utilisateur. Il peut pour cela, soit se baser sur sa consommation de N-1, soit analyser le logement et la configuration du foyer notamment quand les données en N-1 n'existent pas (nouveau contrat par exemple) Une fois cette consommation évaluée, le Concessionnaire détermine le coût mensuel de l'abonnement. La mensualisation se calcule sur 10 mois : S'il s'avère que la consommation réelle de l'utilisateur est supérieure à l'estimation, les factures des 11<sup>e</sup> et 12<sup>e</sup> mois seront plus élevées. A l'inverse, si la consommation réelle annuelle est inférieure à l'estimation le Concessionnaire, les factures des 11<sup>e</sup> et 12<sup>e</sup> mois seront moins élevées.

Selon les diverses modalités de règlement, le « remboursement » d'un éventuel trop-perçu varie :

Modalités de règlement	Modalités d'utilisation de l'avoir
Chèque	2 solutions : <ul style="list-style-type: none"><li>o L'utilisateur attend la prochaine facture et envoie le règlement de la différence en joignant le coupon de chacune des 2 pièces (l'avoir et la facture),</li><li>o L'utilisateur envoie dès la réception de l'avoir un RIB accompagné du coupon de l'avoir. Le Concessionnaire déclenche alors un remboursement de l'avoir par virement.</li></ul>
Titre Interbancaire de Paiement SEPA (TIP)	L'utilisateur envoie le coupon en demandant un remboursement immédiat (le Concessionnaire possède déjà un RIB puisque l'utilisateur paie par TIP),
Prélèvement automatique	Le remboursement est fait automatiquement par PRIMAGAZ sans action de l'utilisateur.
Mensualisation	L'avoir sera automatiquement déduit de la mensualisation.

L'utilisateur peut régler sa facture selon plusieurs modes : par prélèvement automatique, par Titre Interbancaire de Paiement (TIP), par chèque, par carte bancaire, par virement, en espèces et utiliser le chèque énergie. L'utilisateur peut utiliser son espace dédié sur internet dénommé compte client PRIMAGAZ afin de modifier son moyen de paiement.

Cet espace client permet aussi de télécharger ou payer une facture de gaz par carte bancaire, de modifier ses coordonnées et de communiquer le relevé de compteur afin d'ajuster les factures à la consommation réelle en cas de facture bimestrielle.



## Éléments à retenir

**Transmission du relevé du compteur avant la facturation :** L'utilisateur peut transmettre régulièrement le relevé de son compteur de gaz afin d'ajuster sa facturation à sa consommation réelle. Les informations doivent être transmises dans les 10 jours précédant la date habituelle de facturation de l'utilisateur afin d'être prise en compte par le Concessionnaire. La transmission s'effectue par téléphone ou sur l'espace client de l'utilisateur.

### Composition de la facture : La facture est composée de deux parties

- 1) **Une synthèse** décomposant les montants dus pour ce qui concerne la consommation de gaz et les abonnements et service 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.

**A retenir :** Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2018, la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) à usage combustible est due, elle est fixée à 0,0048 € HT/kWh, soit 0,0058 € TTC / kWh.

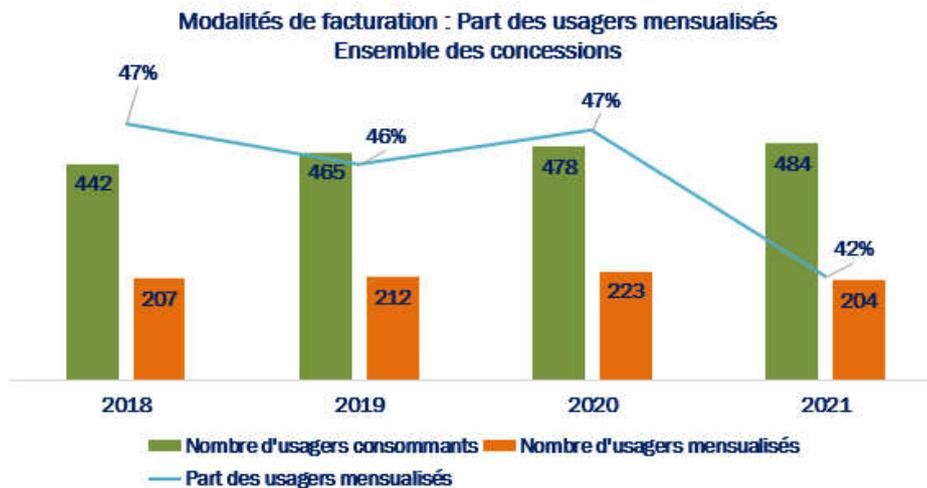
- 2) **Un détail de la consommation de gaz et des abonnements et services.** Le détail de la consommation de gaz fait apparaître les données suivantes :

Votre consommation de gaz	- Identification de tranche tarifaire, - Identification d'une facturation sur la base d'un index estimé ou réel.
Ancien relevé (m <sup>3</sup> )	
Nouveau relevé (m <sup>3</sup> )	
Différence (m <sup>3</sup> )	
Coefficient de conversion (kWh/m <sup>3</sup> )	Coefficient permettant de transformer les m <sup>3</sup> 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



42% des usagers sur l'ensemble des Concessions sont des usagers mensualisés. La mensualisation présente l'avantage pour l'utilisateur de lisser sa consommation sur l'année.

58 % des usagers sont donc facturés bimensuellement.

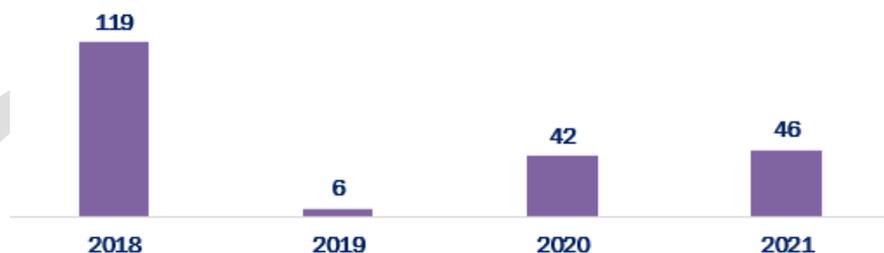
La proportion d'utilisateurs mensualisés est en baisse de 5 points par rapport à celle constatée en 2020. Il s'agit de la baisse la plus importante constatée depuis 2015.



Cette évolution sera à surveiller dans les prochaines missions de contrôle.

## b) Le conseil tarifaire

Conseil tarifaire: nombre de changements  
de tranche tarifaire  
Ensemble des concessions



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. Il revient au fournisseur de proposer à l'utilisateur le contrat le plus adapté à sa consommation.

Cette obligation se traduit notamment par des changements de tranches tarifaires afin d'adapter les contrats à la consommation des utilisateurs.



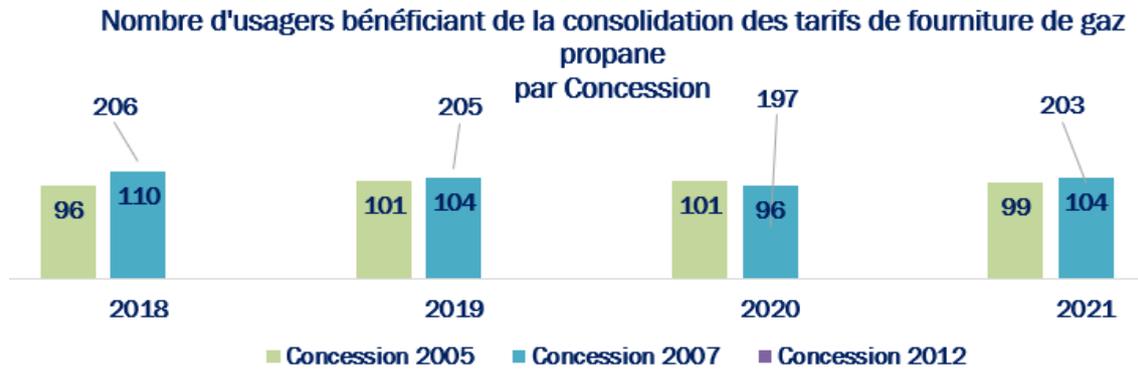
Le Concessionnaire opère les modifications de tarifs par un **contrôle manuel exhaustif** des consommations de l'année N-1. Aucune évolution de son système de facturation afin d'automatiser le conseil tarifaire n'est prévu à court terme. **Cette situation qui laisse la place à l'erreur humaine semble peu pertinente à l'Autorité Concédante.**

Le nombre de changements de tranche tarifaire est très variable, sans que cette variation puisse être finement analysée.



**Un contrôle par échantillonnage a démontré que le Concessionnaire n'avait pas procédé à date à ces modifications.** Le Concessionnaire a justifié ce retard par un accroissement de l'activité de son service client. **L'Autorité Concédante sollicite une mise en œuvre rapide de ces changements de tranches tarifaires.**

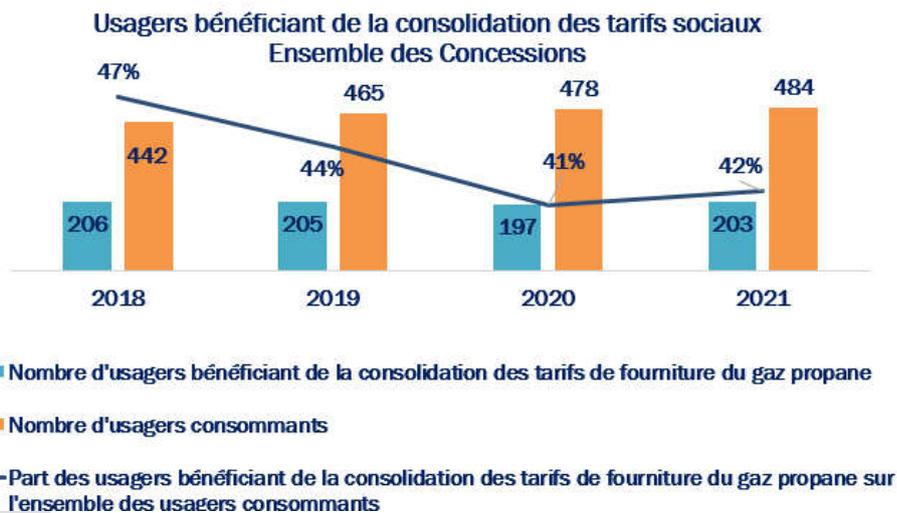
c) La consolidation



Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires de logements sociaux.

Le tarif de fourniture du gaz applicable au locataire, est fonction de la consolidation des consommations des logements du bailleur social du locataire sur la commune. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs différents sites.

Le nombre d'usagers concernés varie peu d'une année à l'autre. **En 2021, 203 usagers particuliers ont bénéficié de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane** soit, 104 usagers pour la Concession 2005 et 99 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 2021, 42% des usagers ont bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.

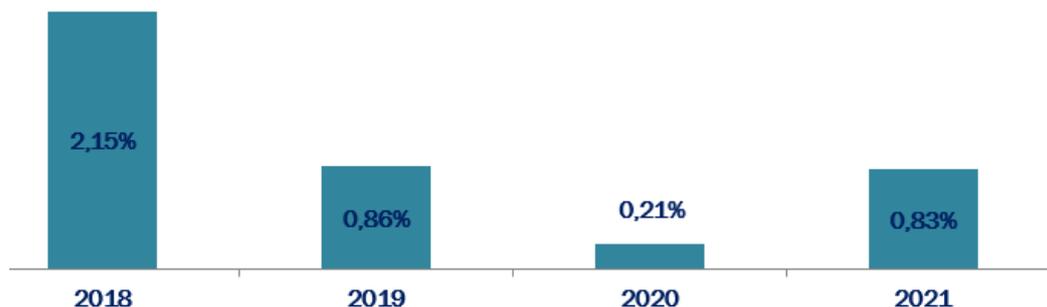
Lors de la mission de contrôle le Concessionnaire a indiqué les modalités de mise en œuvre de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane. La consolidation tarifaire est réalisée au moment en mars et en octobre. **Le délai de saisie des modifications peut être long**: cette situation est préjudiciable à l'utilisateur notamment s'il quitte son logement. **L'Autorité Concedante souhaite que la consolidation des tarifs soit mise en œuvre rapidement afin que l'utilisateur se voit facturé le tarif issu de la consolidation au plus tôt.**



## 5. Les prestations réalisées par le Concessionnaire

### a) La relève des compteurs

Ensemble des concessions : Taux de non 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 : 0,37%, Concession 2007 : 1,47% 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 2021.

Dans le cadre d'un précédent contrôle, le Concessionnaire a décrit sa procédure de facturation pour ces usagers qui n'ont pu être relevés en cours d'année : leur facturation est basée sur des relevés estimatifs et l'utilisateur est invité à renseigner son relevé sur l'espace en ligne. A la demande de l'utilisateur, une régularisation de facturation peut être réalisée sur la base de l'index réel.

**La progression du taux moyen de non-relève qui nous pouvons constater en 2021 est liée à une erreur humaine, 3 compteurs situés sur la Commune déléguée de La Vespière (Concession 2007) n'ont pas été relevés à la suite d'un défaut de déplacement du technicien.**



L'Autorité Concédante souhaite que le Concessionnaire mette en place un système de suivi particulier de la relève des consommations importantes (P5/P6) afin que ce type d'incidents ait un impact limité sur l'exploitation des Concessions.

**Pour rappel :** L'utilisateur peut transmettre régulièrement le relevé de son compteur de gaz afin d'ajuster sa facturation à sa consommation réelle. Les informations doivent être transmises dans les 10 jours précédant la date habituelle de facturation de l'utilisateur afin d'être prise en compte par le Concessionnaire. La transmission s'effectue par téléphone ou sur l'espace client de l'utilisateur.

## b) Les prestations onéreuses facturées par le Concessionnaire



Sur l'ensemble des Concessions en 2021, le Concessionnaire a facturé 67 Ouvertures de compteurs pour un montant global de 3,3 k€. Le Concessionnaire déclare en outre avoir opéré 49 fermetures de compteurs dont 47 prestations gratuites sur le périmètre des Concessions 2005 et 2007 et 2 fermetures de compteurs, prestations onéreuses, sur le périmètre de la Concession 2012.



L'Autorité Concédante relève l'existence d'un nombre limité d'erreurs de tarification liées à des erreurs humaines : **l'Autorité Concédante attire l'attention du Concessionnaire sur la nécessité de contrôler la tarification des prestations des usagers des Concessions.**

En 2021, une seule prestation de raccordement a été facturée au prix de 0.91€ HT sur le périmètre de la Concession 2005 alors que la prestation aurait dû être facturée 880 €HT (tarif de la prestation de raccordement après travaux de premier établissement au 1<sup>er</sup> avril 2021- Concession 2005).



**Il s'agit d'une opération promotionnelle organisée par le Concessionnaire afin de favoriser le raccordement des usagers au réseau de distribution. Ces opérations contreviennent aux dispositions des cahiers des charges et doivent faire l'objet d'un échange avec le Concessionnaire afin de faire évoluer éventuellement les dispositions des cahiers des charges.**

## 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 :

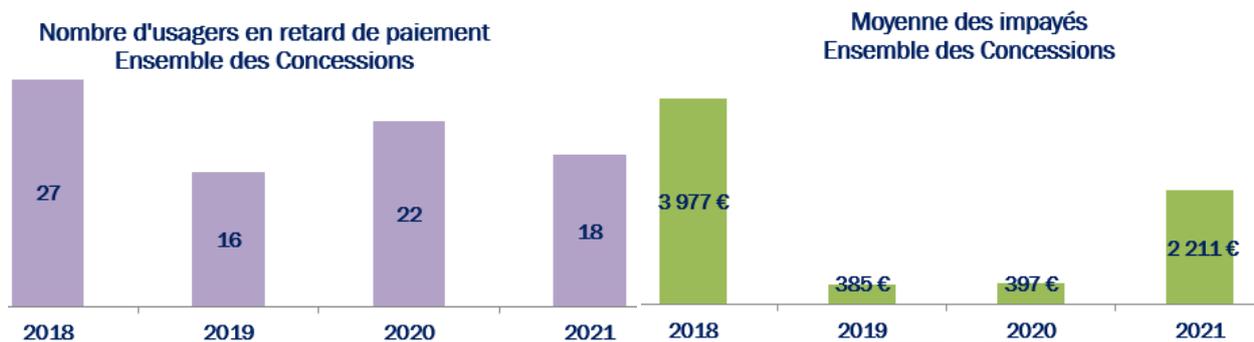
- Il ne dispose d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services.
- Lors d'un contrôle précédent, le Concessionnaire a indiqué que son prestataire intervient selon la gravité du dépannage d'un branchement, détendeur ou compteur en panne, soit :
  - Pour une 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'utilisateur au Service Technique.



Cette réponse du Concessionnaire semble remettre en cause sa remarque selon laquelle il respecterait ses engagements de service puisque le délai de dépannage d'un branchement est d'au maximum 4 heures au titre des Concessions 2005 et 2007. Il apparaît nécessaire d'échanger avec le Concessionnaire pour mettre en place une garantie des services permettant de suivre le respect des délais de réalisation des prestations et d'harmoniser ces délais pour les 3 Concessions.

## 6. Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire

### a) Les usagers en difficultés de paiement



Un usager est en retard de paiement dès lors qu'il a un passif exigible à devoir à son créancier et qu'il lui est impossible de faire face à sa dette. Pour le Concessionnaire un usager est en grande difficulté de paiement lorsqu'il est en retard de paiement de plus de 100 jours.

**En 2021, la photo du nombre d'usagers en retard de paiement au 31 décembre de l'année fait apparaître une baisse du nombre d'usagers concernés (18 en 2021 pour 22 en 2020).**

Ainsi, un peu moins de 4% des usagers consommateurs de l'ensemble des Concessions étaient en retard de paiement au terme de l'année 2021.

**Le montant moyen de leur créance progresse de fortement pour atteindre 2 211€.** Cette situation est liée à un usager gros consommateur en situation de redressement judiciaire.

**2 usagers ont été coupés en 2021.** Le nombre d'usagers coupés progresse de manière limitée par rapport à l'année précédente (1 en 2020).

### b) Mise en œuvre de la trêve hivernale

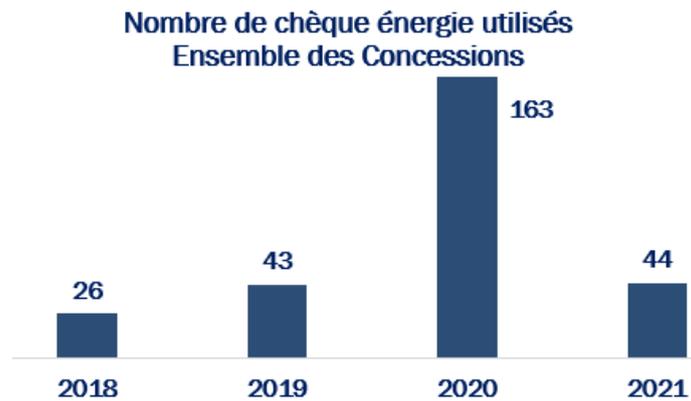
La trêve hivernale des coupures d'énergie a été instaurée en 2013. Elle s'étend du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars de l'année suivante, comme la trêve concernant les expulsions locatives. Pendant cette période, les fournisseurs d'énergie ne peuvent pas faire procéder à l'interruption de la fourniture 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 en 2020, il a déclaré avoir volontairement appliqué la trêve hivernale.**

**En 2021, aucun usager n'a été coupé pendant cette trêve.**

### 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 un moyen de paiement depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018. 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 €.

A noter : A l'automne 2021, un chèque énergie exceptionnel de 100 € a été adressé aux 5,8 millions de ménages bénéficiaires du chèque énergie « classique » reçu au printemps 2021

**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 2021, 44 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

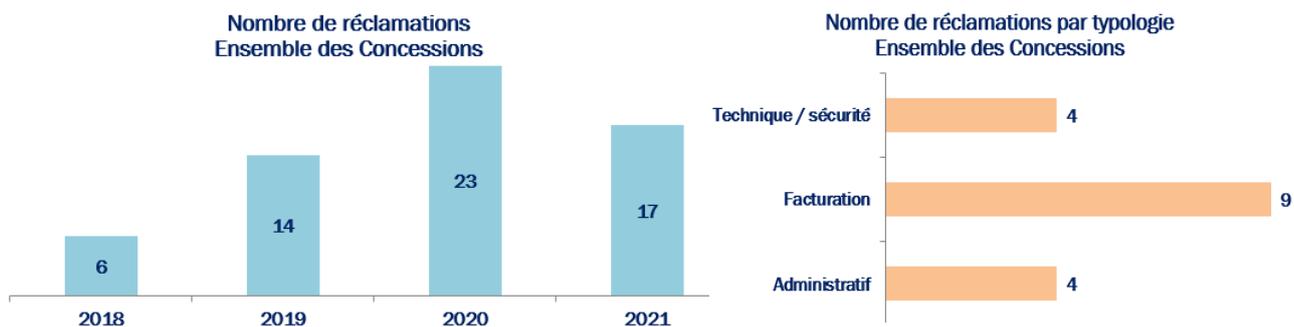
En octobre 2021, le gouvernement dans le cadre du projet de la loi de finances 2022, a mis en place un bouclier tarifaire.

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 17 réclamations en 2021 contre 23 en 2020. Il s'agit de la première année de décroissance du nombre de réclamations après deux années consécutives d'augmentation du nombre de réclamations.**

**Les réclamations concernent toujours principalement la facturation (9).**

Dans le cadre de la mission d'audit le Concédant a sollicité la production des pièces relatives à **3 réclamations**. Ces pièces ont été transmises, **Leurs analyses n'ont pas soulevés de remarques particulières**. Il est à noter que lors de la précédente mission de contrôle ces pièces n'ont pas été communiquées.

### b) Les enquêtes de satisfaction

**La société PRIMAGAZ n'a pas mené d'enquête de satisfaction en 2021** 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 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'indicateur 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,
- La baisse du nombre de réclamations.

### POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :



- Le nombre d'usagers stagnant,
- Le Concessionnaire doit s'assurer que la consommation de tous les usagers est relevée lors de chaque relève,
- L'évolution des consommations des usagers P6 est en fort retrait son évolution devra être surveillée lors de la prochaine mission de contrôle,
- Les tarifs du propane sur la Concession 2012 doivent être clarifiés et revus à la baisse,
- L'évolution du nombre d'usagers mensualisés est à mesurer lors de la prochaine mission de contrôle à la suite de sa forte baisse en 2021,
- Le conseil tarifaire doit être automatisé et mis en œuvre plus rapidement,
- La consolidation des tarifs doit être mise en œuvre rapidement afin que l'utilisateur se voit facturé le tarif issu de la consolidation au plus tôt,
- Le Concessionnaire doit mettre en place un système de suivi spécifique de la relève des consommations importantes (usagers P5/P6),
- L'Autorité Concédante relève l'existence d'un nombre limité d'erreurs de tarification liées à des erreurs humaines : elle attire l'attention du Concessionnaire sur la nécessité de contrôler la tarification des prestations des usagers des Concessions,
- La mise en place d'indicateurs de satisfaction des usagers serait pertinente.

### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RECURRENTE :



- Les opérations promotionnelles organisées par le Concessionnaire afin de favoriser le raccordement des usagers au réseau de distribution contreviennent aux dispositions des cahiers des charges : elles doivent faire l'objet d'un échange avec le Concessionnaire afin de faire évoluer éventuellement les dispositions des cahiers des charges.
- L'absence de suivi de la garantie des services.

Projet

## 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 2021.**

Pour chaque chantier 2021, PRIMAGAZ a transmis **un procès-verbal d'essai et un procès-verbal de réception d'ouvrage.**



**La complétude de ces documents est à parfaire** : le Concédant attend que le Concessionnaire indique **une adresse précise** (afin d'identifier clairement les chantiers), **la date de réception des ouvrages et des dates de signatures cohérentes** entre le Concessionnaire et ses prestataires de travaux sur ces documents.

En outre, conformément aux dispositions des cahiers des charges le Concessionnaire a communiqué à l'Autorité Concédante **une étude de faisabilité technico-économique en 2021** (rue Pellerin à Orbec).

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 en 2020, en 2021 le Concessionnaire n'a pas transmis son programme de travaux aux communes ou à l'Autorité Concédante, ni participé à aucune réunion annuelle de coordination de chantiers.



**Le Concédant souhaite que le Concessionnaire contacte annuellement chaque commune, y associe le Concédant et lui communique la synthèse des échanges.**



Par ailleurs, les données communiquées au Concédant, relatives aux travaux réalisés en 2021, n'étaient pas en concordance avec les données des inventaires techniques des ouvrages réalisés en 2021. **Le Concédant souhaite que le Concessionnaire fiabilise les données entre elles avant leur transmission.**

## 2. Les extensions de réseau de distribution

Le Concessionnaire, au regard de ses obligations contractuelles, est notamment chargé d'établir à ses frais, dans le périmètre des Concessions, tous ouvrages et canalisations qu'il jugera utile dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature :

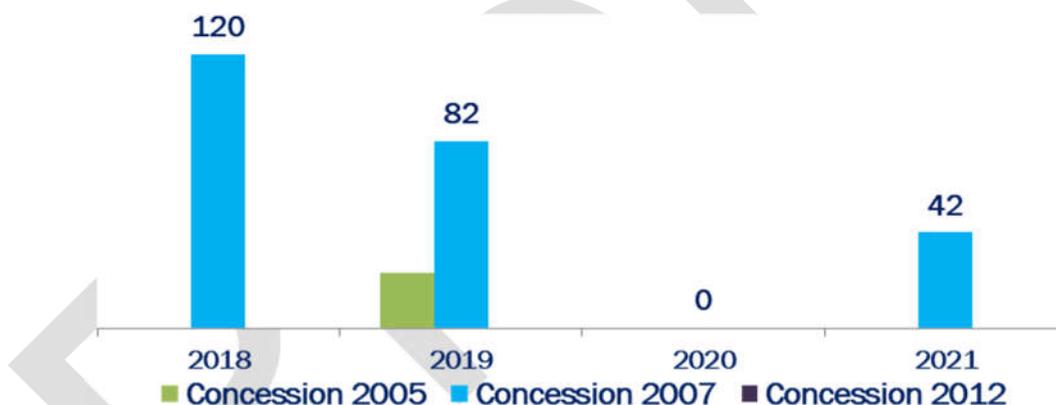
- Travaux de **premier établissement**,
- Travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **Travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- Travaux de renouvellement,
- Travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

**Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1<sup>er</sup> établissement** qui couraient jusqu'en 2010 pour la Concession 2005, 2011 pour la Concession 2007 et, 2013 pour la Concession 2012, à l'exception de ceux portant sur le Commune de Basly.

⇒ **Concession 2007 - Situation particulière de la commune de BASLY** : l'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de la Concession impose la réalisation de 700 m de réseau de 1<sup>er</sup> établissement sur cette commune. Ce réseau n'a pas été réalisé à date 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 2018 à 2021 :



Après une année 2020 sans extension, en 2021, le Concessionnaire a réalisé **une extension sur la Commune d'Orbec** (Concession 2007) pour laquelle il a posé **42 mètres de canalisations de distribution**.

Aucune extension de réseau n'a été réalisée sur les **Concessions 2005 et 2012**.



Les longueurs d'extension réalisées en 2021 **sont en retrait** par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019, le **Concédant attend du Concessionnaire la mise en œuvre de moyens de commercialisation permettant de relancer le développement des Concessions**.



## Quelques définitions relatives aux travaux menés

### Extension :

L'extension est une opération de travaux qui désigne la portion supplémentaire de canalisation de distribution publique à construire depuis sa localisation actuelle jusqu'au droit du branchement envisagé.

### Raccordement :

Un raccordement est une opération de travaux permettant aux usagers d'être desservis par le réseau de distribution de gaz. Il est composé d'une canalisation de branchement, d'un coffret et d'un ou plusieurs compteurs. Il peut générer la création d'un ou plusieurs points de comptage et d'estimation. Le raccordement peut s'accompagner d'une extension de réseau. Un raccordement peut permettre le raccordement d'un ou plusieurs usagers. Les usagers raccordés peuvent ou non consommer.

### Point de comptage et d'estimation (PCE) :

Identifiant unique d'un lieu de livraison de gaz, il peut être actif, inactif ou improductif. Un PCE est dit actif lorsqu'un contrat de fourniture est rattaché à ce point et inactif dans le cas contraire. Il est improductif lorsque le compteur est déposé.

### Densification :

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

## Le financement par les usagers des opérations de raccordement Concession 2005-2007-2012

**Les forfaits de raccordement et de mise en service des compteurs** comprennent :

- la fourniture et la mise en place du coffret de comptage et de détente (hors saignée et niche) et de son socle si nécessaire,
- la réalisation de la tranchée, de son remblaiement et de sa réfection dans la limite de **15 m pour le branchement** (pour les Concessions 2005 et 2007)\*,
- la fourniture, la pose et la mise en service du compteur.

**Les extensions de réseau sont financées par le Concessionnaire lorsqu'elles sont situées à moins de 25 mètres du réseau existant.**

**Lorsque ces extensions sont situées à plus de 25 mètres du réseau existant**, le Concessionnaire est tenu de réaliser **une étude de faisabilité technico-économique**, qui prenne en compte l'investissement à réaliser et la rentabilité de l'opération pour le Concessionnaire.

Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demandeur aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux.**

**\*A 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 2021 en € HT (TVA 20%)

Forfait « raccordement après travaux de 1 <sup>er</sup> établissement »	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
	880	827	866
Prestation « Ouverture du compteur – Mise en service »	66	62	54

En 2021, une seule prestation de raccordement a été facturée au prix de 0,91 € HT sur le périmètre de la Concession 2005 alors que la prestation aurait dû être facturée 880 € HT. Il s'agit **d'une opération promotionnelle** organisée par le Concessionnaire afin de favoriser le raccordement des usagers au réseau de distribution. **Ces opérations contreviennent aux dispositions des cahiers des charges et doivent faire l'objet d'un échange avec le Concessionnaire afin de faire évoluer éventuellement les dispositions des cahiers des charges.**

### 3. Le nombre de points de comptage et d'estimation (PCE)



On note en 2021 une augmentation de 2% du nombre de PCE, soit 12 PCE supplémentaires sur l'ensemble des Concessions, entre 2020 et 2021.

**4 PCE supplémentaires** ont été enregistrés sur le périmètre de la **Concession 2005**, **8 PCE** supplémentaires ont été enregistrés sur le périmètre de la **Concession 2007** et **aucun PCE supplémentaire** n'a été enregistré sur le périmètre de la **Concession 2012**.

Pour ce qui concerne la **Concession 2005**, **1 PCE** supplémentaire a été enregistré sur la commune d'**Anisy**, **2** sur la commune de **Laize-Clinchamps** et **1** sur la commune **Trévières**. Pour ce qui concerne la **Concession 2007**, les **8 PCE** supplémentaires ont été enregistrés sur la commune d'**Orbec**.

**802 PCE** sont comptabilisés sur l'ensemble des Concessions. La Concession 2005 compte **467 PCE**, la Concession 2007 dénombre **309 PCE** et la Concession 2012 comptabilise **26 PCE**.

La **Concession 2005** comptabilise **268 PCE** actifs, la **Concession 2007** en compte **204** et la **Concession 2012** en compte **12**.

En 2021, les **taux de pénétration**, qui permettent de mesurer la proportion de consommateurs ayant consommé du propane dans l'année, pour chaque Concession, sont de **57% pour la Concession 2005**, de **66% pour la Concession 2007** et de **46% pour la Concession 2012**.



**Ces taux évoluent peu** par rapport à ceux de 2020 (Concession 2005 : 57%, Concession 2007 : 67% et Concession 2012 : 46%).

Pour l'ensemble des Concessions, le **taux de PCE sans consommation<sup>10</sup>** est de **40%**. Ce taux est important. Sur l'ensemble des Concessions, ce sont **318** points de livraison qui ne délivrent pas ou plus de gaz. Ce taux stagne depuis **2019**.

Plusieurs raisons peuvent expliquer cet état de fait :

- Le cout supporté par l'utilisateur de modification ou de création des installations intérieures,
- Le cout des travaux de tranchée et de pose de canalisations sur la parcelle supporté par l'utilisateur,
- Le cout de l'énergie,
- La politique commerciale du Concessionnaire trop peu développée,
- La surestimation des investissements de 1<sup>er</sup> établissement.

À la maille de chaque concession, **38% des PCE de la Concession 2005**, **30% des PCE de la Concession 2007** et **54% des PCE de la Concession 2012** sont sans consommation.



**Les PCE sans consommation constituent des investissements improductifs qui viennent dégrader le résultat financier des Concessions.** Cette situation pousse à s'interroger sur la politique commerciale du Concessionnaire et les moyens qu'il met en œuvre au titre de la promotion du gaz.

<sup>10</sup> Les PCE sans consommation rassemblent les PCE inactifs et les PCE improductifs.



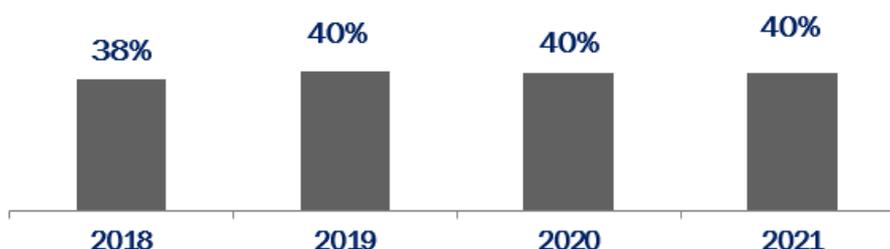
## Les PCE à la maille communale

Concession 2005 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Improductifs	Inactifs	Somme		
Colomby-Angerny ( <a href="#">Anguerny</a> )	18	0	13	31	58%	42%
Anisy	24	0	38	62	39%	61%
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Clinchamps sur Orne</a> )	78	2	37	117	67%	30%
Laize-Clinchamps ( <a href="#">Laize la Ville</a> )	16	0	56	72	22%	78%
Souleuvre-en-Bocage ( <a href="#">Saint Martin des Besaces</a> )	27	0	7	34	79%	21%
Trévières	105	8	38	151	70%	20%
<b>Somme</b>	<b>268</b>	<b>10</b>	<b>189</b>	<b>467</b>	<b>57%</b>	<b>38%</b>

Concession 2007 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Improductifs	Inactifs	Somme		
Basly	0	0	0	0	0%	0%
Thue et Mue ( <a href="#">Cheux</a> )	33	1	13	47	70%	26%
La Vespière-Friardel ( <a href="#">La Vespière</a> )	12	0	6	18	67%	33%
Orbec	159	5	80	244	65%	31%
<b>Somme</b>	<b>204</b>	<b>6</b>	<b>99</b>	<b>309</b>	<b>66%</b>	<b>30%</b>

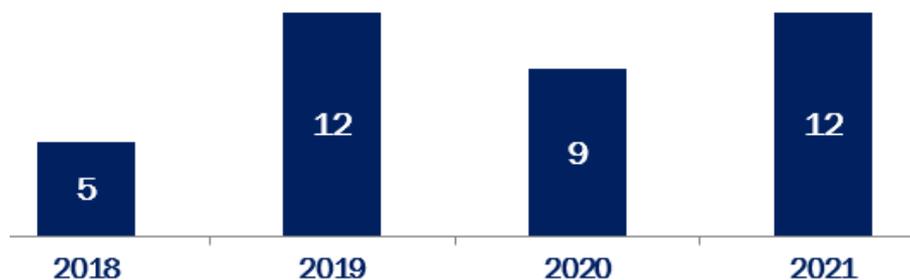
Concession 2012	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Improductifs	Inactifs	Somme		
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	12	0	14	26	46%	54%

Evolution du taux de PCE sans consommation  
Ensemble des Concessions



## 4. Les raccordements

Le nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2018 à 2021 :



En 2021, **12 raccordements** 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.**

**4 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2005** (1 raccordement a été réalisé sur la commune d'Anisy, 2 raccordements sur la commune déléguée de Clinchamps sur Orne (commune de Laize-Clinchamps) et 1 raccordement sur la commune de Trévières.

**8 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2007** (commune d'Orbec).

**Aucun raccordement n'a été réalisé sur la Concession 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 (coffret),**
- **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.**

Pour l'ensemble des Concessions :

- Le nombre de raccordements créés en 2021 est stable par rapport à 2019, et augmente par rapport à 2018 et 2020.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par branchement est de 34 mètres. Cet indicateur évolue **trop lentement à la baisse** depuis 2015. Il est **stable entre 2020 et 2021.**
- 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 entre 2020 et 2021.**
- Le linéaire moyen de réseau par usager consommant s'établit à 55 m, il évolue également **lentement à la baisse** depuis 2014. Là encore, il est **stable entre 2020 et 2021.**



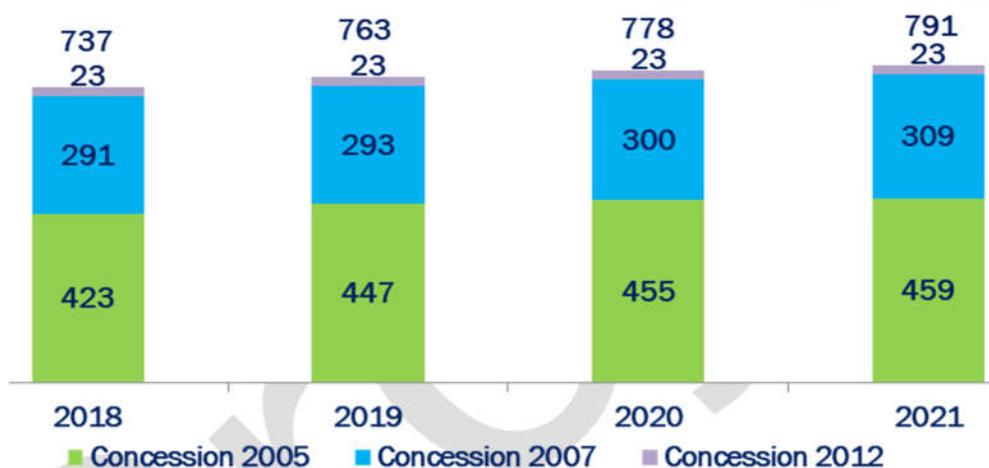
**L'amélioration très lente** ou la **stagnation** de ces indicateurs pousse l'Autorité concédante à s'interroger sur la **politique commerciale du Concessionnaire et les moyens qu'il met en œuvre au titre de la promotion du gaz.**



## Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession

Données 2021	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Longueur cumulée moyenne de réseau en mètre par branchement (c'est-à-dire 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	58	48	106
Évolution	Diminue depuis 2016	Stable depuis 2020	Stable depuis 2019
Taux de PCE inactifs	43%	34%	54%
Évolution	Stable depuis 2020	Augmente en 2021	Stable depuis 2019

### Le nombre de raccordements sur les Concessions (vision « stock » du nombre de coffrets) par Concession de 2018 à 2021



En 2021, on comptabilise :

- 459 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2005,
- 309 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2007,
- 23 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2012,

Soit un total de **791** raccordements sur l'ensemble des Concessions.

## 5. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Fournir au Concédant des données relatives aux travaux réalisés fiabilisées et en concordance entre fichiers.
- Parfaire la complétude des procès-verbaux d'essai et de réception,
- Reprendre l'organisation des rencontres annuelles des communes des Concessions afin d'étudier toutes les opportunités de densifier et/ou étendre les réseaux en coordination avec les projets communaux, en y associant le Concédant et lui communiquant la synthèse des échanges.
- Les taux de pénétration stagnent,
- Les proportions de PCE sans consommation restent importantes.
- Intensifier les démarches commerciales en vue de développer (densifier, voire étendre) le réseau de distribution de gaz.

Projet

### 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 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 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 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.**

En 2021, plusieurs versions d'inventaires techniques et comptables ont été communiquées et les données antérieures ont été, à nouveau, modifiées (canalisations sur la commune d'Orbec) sur l'inventaire technique.

**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 :

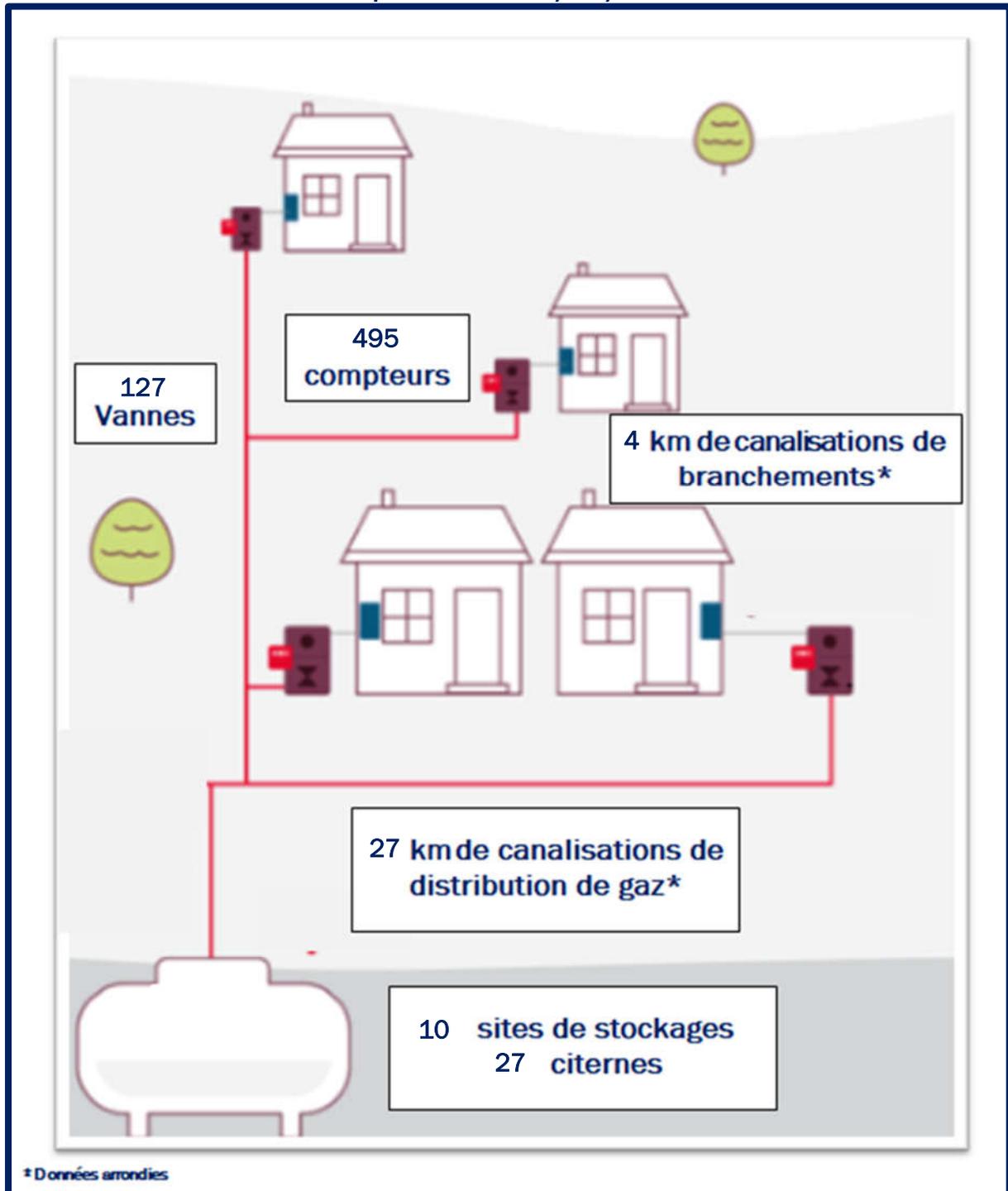
- a immobilisé, durant les premières années des concessions, des ouvrages construits en les regroupant (exemple : canalisation de branchement + coffret + compteur) ;
- immobilise deux coffrets lorsqu'il s'agit d'un coffret double-comptage dans l'inventaire technique des coffrets ;
- ne reporte pas les 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 31/12/2021



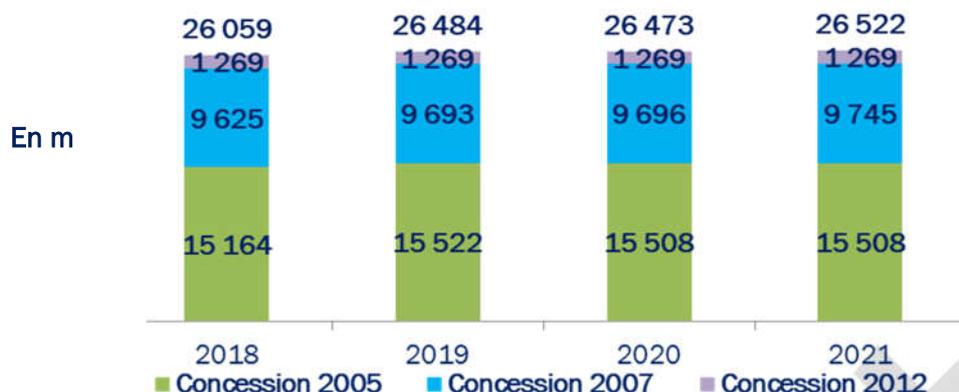
\*Linéaire de canalisations de distribution 26,5 km, linéaire de canalisations de branchement 4,1 km soit un total 30,6 km.



31 km de canalisations\*

### 3. Le linéaire de canalisations de distribution

Le linéaire de canalisations de distribution par Concession en mètre de 2018 à 2021 :



En 2021, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente **26 522 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 **15 508 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 **49 mètres** en 2021.

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2007** augmente de **49 mètres** en 2021.

L'évolution positive du linéaire est liée à **une extension** (commune d'Orbec +42 mètres) et à des **corrections** des données de l'inventaire de la commune d'Orbec (+7 mètres).

Les linéaires de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2005 n'a pas évolué en 2021** et sur la **Concession 2012 n'a pas évolué depuis 2017**.

L'historique de constitution des réseaux exploités par PRIMAGAZ fait apparaître des **développements importants dans les premières années suivants la signature des contrats** (en conséquence des travaux de 1<sup>er</sup> 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 2021 a été posé entre 2006 et 2009.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, 86% du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2021 a été posé entre 2008 et 2011.

Pour la Concession 2012, 100% du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2021 a été posé en 2013.



## Linéaire de canalisations de distribution par commune

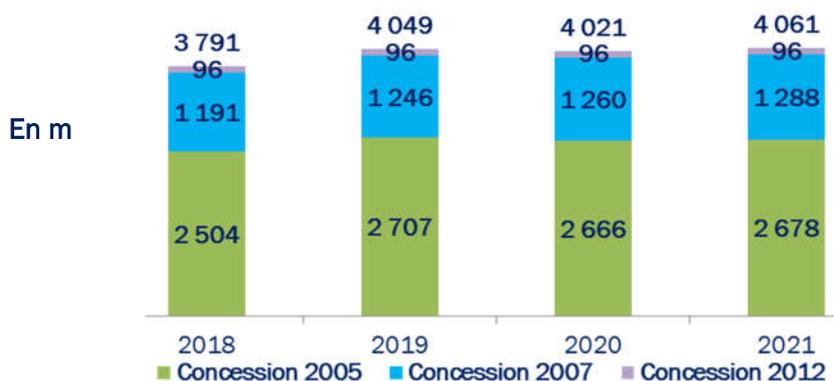
Concession 2005 en m	2018	2019	2020	2021
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1 870	1 870	1 870	1 870
Anisy	2 320	2 653	2 625	2 625
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	3 429	3 429	3 437	3 437
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 075	2 075	2 082	2 082
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 535	1 559	1 559	1 559
Trévières	3 935	3 935	3 935	3 935
<b>Linéaire total</b>	<b>15 164</b>	<b>15 522</b>	<b>15 508</b>	<b>15 508</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
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	6 486	6 554	6 557	6 606
<b>Linéaire total</b>	<b>9 625</b>	<b>9 693</b>	<b>9 696</b>	<b>9 745</b>

Concession 2012 en m	2018	2019	2020	2021
Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière		1 269	1 269	1 269

## 4. Le linéaire de canalisations de branchements

Le linéaire de canalisations de branchements en mètres par Concession de 2018 à 2021 :



En 2021, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à **4 061 mètres** (4 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **augmentation globale** du linéaire de branchements de **40 mètres** entre 2020 et 2021.

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

**Pour ce qui concerne la Concession 2005**, le linéaire de branchements est en hausse de **12 mètres**, soit 0,5% du linéaire de branchements. Cette situation résulte de l'augmentation du linéaire de branchements sur les communes d'Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne) et Trévières. Cette augmentation de linéaire est due exclusivement à des travaux de création de 4 raccords sur ces trois communes.

**Pour ce qui concerne la Concession 2007**, le linéaire de branchements progresse de **28 mètres**, soit 2,2% du linéaire de branchements. Cette évolution est portée par une progression du linéaire de branchements sur la **commune d'Orbec**.

Sur ces **28 mètres**, seulement **22 mètres** correspondent aux **8 raccords réalisés en 2021** sur la commune d'Orbec, **le solde (6 mètres) est lié à des corrections de l'inventaire technique**.

Les linéaires 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	2018	2019	2020	2021
Colomby-Anguerny (Anguerny)	133	157	157	157
Anisy	165	341	341	347
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	705	705	682	685
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	353	353	354	354
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	177	177	177	177
Trévières	971	974	955	958
<b>Linéaire total</b>	<b>2 504</b>	<b>2 707</b>	<b>2 666</b>	<b>2 678</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	210	210	207	207
La Vespière-Friardel (La Vespière)	99	99	99	99
Orbec	881	936	953	981
<b>Linéaire total</b>	<b>1 191</b>	<b>1 246</b>	<b>1 260</b>	<b>1 288</b>

Concession 2012 en m	2018	2019	2020	2021
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	2018	2019	2020	2021
Colomby-Anguerny (Anguerny)	2 004	2 028	2 028	2 028
Anisy	2 485	2 994	2 966	2 972
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	4 134	4 134	4 120	4 123
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 428	2 428	2 435	2 435
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 712	1 736	1 736	1 736
Trévières	4 906	4 909	4 890	4 893
<b>Linéaire total en m</b>	<b>17 668</b>	<b>18 228</b>	<b>18 174</b>	<b>18 186</b>
<b>Linéaire total en km</b>	<b>17,7</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>

Concession 2007 en m	2018	2019	2020	2021
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	1 573	1 573	1 570	1 570
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 876	1 876	1 876	1 876
Orbec	7 367	7 490	7 510	7 587
<b>Linéaire total en m</b>	<b>10 816</b>	<b>10 939</b>	<b>10 956</b>	<b>11 033</b>
<b>Linéaire total en km</b>	<b>11,8</b>	<b>11,9</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>

Concession 2012 en m Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	2018	2019	2020	2021
<b>Linéaire total en m</b>	<b>1 269</b>	<b>1 269</b>	<b>1 269</b>	<b>1 269</b>
<b>Linéaire total en km</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>

## 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
<b>TOTAL des Concessions</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>133</b>

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.

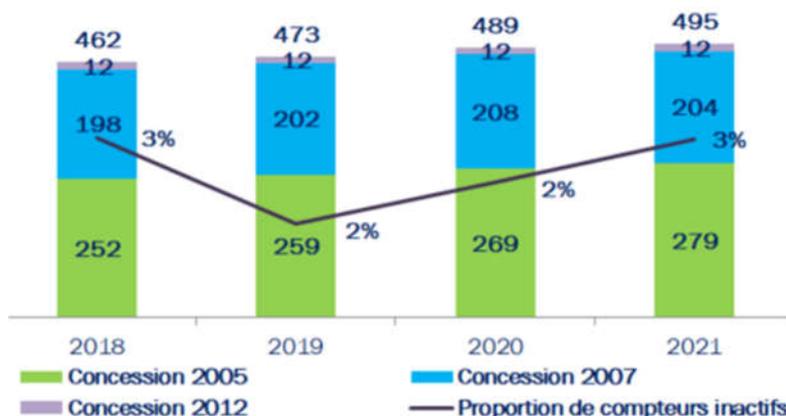
**Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué entre 2020 et 2021.**



Il est à noter que les inventaires ne font pas apparaître l'année de fabrication des citernes.

## 6. Les compteurs et les coffrets

Nombre de compteurs par Concession et proportion de compteurs inactifs de 2018 à 2021 :



Les **compteurs** sont les appareils de mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur. On dénombre **495 compteurs** dont **279 (56%)** pour la Concession 2005, **204 (41%)** pour la Concession 2007 et **12 (2%)** pour la Concession 2012.

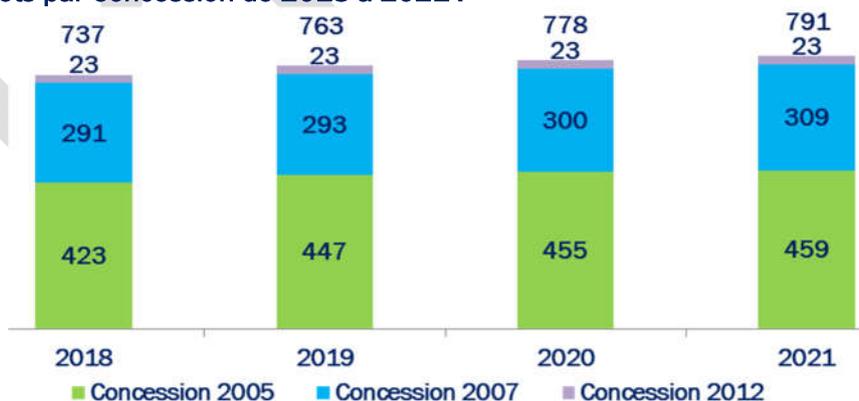
Un compteur devient inactif lorsqu'il n'y a pas de consommation dans l'année. **Le taux de compteurs inactifs est de 3% pour l'ensemble des trois Concessions (16 compteurs en 2021).**

Le nombre de compteurs actifs (479) est inférieur au nombre de consommateurs (et de PCE actifs 484) car plusieurs usagers peuvent se succéder dans le même logement. **Le taux de compteurs inactifs est de 4% pour la Concession 2005, 3% pour la Concession 2007 et 0% 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 réglementée. 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 31/12/2021, les compteurs les plus anciens avaient pour année de fabrication 2002. **Le Concessionnaire a précisé qu'aucun des compteurs des Concessions n'était concerné par une opération de vérification périodique.**

Nombre de coffrets par Concession de 2018 à 2021 :

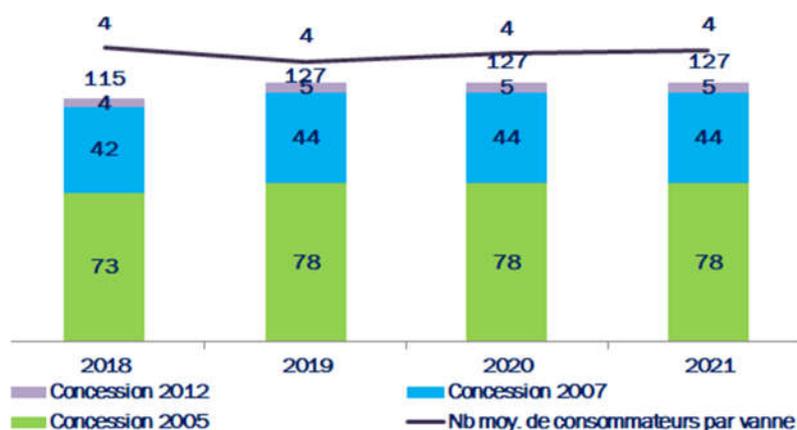


Le coffret de branchement est un équipement qui peut accueillir un ou plusieurs compteurs, les organes de coupures et le dispositif de détente ou de régulation (en fonction de la pression). Il est généralement situé en limite du domaine public. PRIMAGAZ précise que les trois Concessions totalisent **791 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 2018 à 2021 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 2021, le Concessionnaire fait état de l'exploitation de **127 vannes** dont 116 robinets de réseaux (vannes de sectionnement) et de 11 vannes d'obturation principale en sortie de stockage (vannes de coupure générale).

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.

**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 **4 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 **37 mètres (en valeurs absolues)**, soit 0,1% du linéaire technique total. Ce différentiel a augmenté de 8 mètres en 2021. **En dépit de cet accroissement, cet écart reste très limité.**

En 2021, certains écarts de longueurs détectés en 2020 ont diminué (sur la commune d'Anisy). D'autres écarts peu importants ont légèrement augmenté : Colomby-Anguerny (Anguerny), Thue et Mue (Cheux) et La Vespière-Friardel (La Vespière).

**La réglementation anti-endommagement des réseaux enterrés impose** aux exploitants de **réseaux dits « sensibles »**, depuis 2012, de garantir avec précision la localisation **des réseaux qu'ils mettent en service**. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, cette obligation a été étendue à l'ensemble des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE<sup>11</sup>. **Au 1<sup>er</sup> 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 exceptions dont la liste est fixée par la réglementation. Les classes de précision sont au nombre de 3 :

- **Classe A** : incertitude de localisation inférieure ou égale à 40 cm si le réseau est rigide ou à 50 cm si le réseau est flexible,
- **Classe B** : incertitude de localisation maximale de localisation supérieure à celle relative à la classe A et inférieure ou égale à 1,5m,
- **Classe C** : incertitude maximale de localisation supérieure à 1,5 m, ou si sont exploitant n'est pas en mesure de fournir la localisation correspondante.

**Les réseaux de distribution de gaz sont des réseaux sensibles.** Le Concessionnaire a donc l'obligation de localiser avec une précision de classe A depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1<sup>er</sup> 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 11 mars 2022) :

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	7 584	1		100%
	La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 865		45	98%

✔ PRIMAGAZ a précisé que **les réseaux sensibles situés en unité urbaine** (communes de Cheux, La Vespière-Friardel et Orbec) **sont en classe A ou relèvent des exceptions réglementaires** (47 m en classe C à La Vespière-Friardel).

✔ **Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2021 une amélioration du taux de réseau en classe A** sur les communes de Colomby-Anguerny (Anguerny) avec 100% du réseau en classe A et Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville) avec 99,5%. Les autres communes présentaient déjà un taux de 100% de réseau en classe A : Anisy, Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces) et Trévières.

<sup>11</sup> 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 réglementaires pour les trois communes situées en unités urbaines,
  - Amélioration de la proportion de linéaire de canalisation en classe A sur les communes de Colomby-Anguerny (Anguerny) et Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville).

### POINT EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- 
- Fiabiliser les données avant leur transmission au Concédant (cohérence entre inventaires techniques, cartographique et comptable) notamment concernant les canalisations posées (années de pose et caractéristiques), les citernes de stockage (années de fabrication) et inventaire cartographique (codes INSEE et libellés de la commune).

Projet

## IV. QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

### 1. Les signalements et incidents

Nombre d'incidents sur ouvrages exploités	2018	2019	2020	2021
Concession 2005	2	7	6	1
Concession 2007	3	4	6	3
Concession 2008	-	0	1	1
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>5</b>

Pour les 3 Concessions, PRIMAGAZ a recensé **6 appels de tiers** (13 en 2020) dont **plus de 80% (5) concernaient le réseau exploité** et 1 correspondait à des ouvrages qui ne sont pas concédés à PRIMAGAZ (citerne individuelle, etc.).

Le nombre d'incidents sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire fluctue d'une année à l'autre. Il diminue en 2021 par rapport à 2020 et retrouve le niveau observé en 2018.

Le concessionnaire a précisé que, sur les 6 appels, 3 d'entre eux concernaient des dépannages sans aucune incidence sur la sécurisation des biens et des personnes. **Le volume d'incidents affectant les biens concédés apparaît maîtrisé.**



**Aucun incident majeur n'a été constaté<sup>12</sup> en 2021.**

Les dispositions réglementaires applicables en la matière<sup>13</sup> 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 trois dépannages, deux « ordres de service intervention » et un rapport d'intervention.**

Cependant, seuls trois formulaires « appel sécurité » ont été fournis : pour deux appels liés à la sécurité et un pour dépannage. 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.



**Le concessionnaire doit parfaire la complétude des formulaires « Appel de sécurité » et « Ordre de service intervention », leur compréhension (traduction des codes utilisés) ainsi que transmettre l'exhaustivité des documents de traitement des appels reçus par la plate-forme concernant les concessions.**

<sup>12</sup> Pour PRIMAGAZ, un incident majeur est un incident concernant 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).

<sup>13</sup> 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 2021

6 signalements :  
Appels de tiers (usagers, pompiers, personnel de PRIMAGAZ...)  
à la plate-forme d'appels « PRIMAGAZ sécurité »  
0800 11 44 77



6 déplacements d'un prestataire sur site



1 incident sur ouvrages **non exploités** par le Concessionnaire  
(installations intérieures, citernes particulières, etc.)

5 incidents sur ouvrages **exploités** par le Concessionnaire  
(canalisations de réseau, branchement, vannes, conduite d'immeuble, conduites montantes, stockage, etc.)



Analyse	Incident sur ouvrages <b>non exploités</b> par le Concessionnaire	Incidents sur ouvrages <b>exploités</b> par le Concessionnaire
Principal motif des appels	Formulaires non exploitable (codes)	Formulaires non exploitable (codes)
Principale cause des signalements	Équipement défectueux	Équipement défectueux
Principal siège des incidents	Citerne individuelle	Branchement

## 2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités

Nombre d'incidents <u>sur ouvrages exploités</u> par le Concessionnaire		Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Sous total	Total
Causes des incidents	Fuite de gaz sans incendie					5
	Équipement défectueux et dommage sur ouvrage		1	1	2	
	Autres	1	2		3	
Sièges	Vanne					5
	Réseau					
	Branchements	1	3	1	5	
	Stockage					
	Autre (demande de plans en urgence, non précisé...)					
Nb d'utilisateurs affectés		0	1	0	1	1

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.

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 : **1 usager a été coupé** 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 n'ont pas pu être déterminés. Les **formulaire**s fournis par le concessionnaire sont **inexploitables** car complétés par des codes dont la signification n'a pas été communiquée.

Sur les 5 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, tous ont eu pour **siège un branchement**.

**Aucune fuite de gaz n'a été constatée.**



**Aucun dommage aux ouvrages gaz lors de travaux** réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2021.

### 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)		2018	2019	2020	2021
Concession 2005	Durées moyennes	00:46	00:59	01:01	00:50
	Nombre	1	7	4	1
Concession 2007	Durées moyennes	01:16	-	01:07	01:00
	Nombre	7	0	4	2
Concession 2012	Durées moyennes	Compétence non transférée	-	-	-
	Nombre	Compétence non transférée	0	1	0
Total des 3 concessions	Durées moyennes	01:13	00:59	01:04	00:57
	Nombre	8	7	9	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) est intervenu pour les trois signalements identifiés par la plate-forme d'appels comme liés à la sécurité et le prestataire de maintenance (prestataire SAV - Service après-vente réseau) est intervenu pour les trois signalements identifiés comme liés à des dépannages.

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 en 2021 (57 minutes).

Sur l'ensemble des concessions, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins d'1h dans 67% des cas et dans 100% des cas, en moins d'1h30.

Notons que le délai moyen observé en 2021 est inférieur de 3 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).

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 4h après l'appel ;
- Pour la concession 2012, le contrat mentionne un délai de 24h après l'appel.

Les documents fournis par le concessionnaire indiquent que ces **délais de dépannage** sont :

- **Largement** dépassés pour les concessions 2005 et 2007 : les interventions pour dépannage ont été réalisés plusieurs jours après l'appel ;
- Respectés pour la concession 2012 : le dépannage a eu lieu 3 heures après l'appel.

## 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 2021 où les réseaux de la commune d'Anisy et du bourg de Laize-la-Ville** (commune de Laize-Clinchamps) **n'ont pas été contrôlés**.

La réglementation<sup>14</sup> impose une surveillance **a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux** (hors réseau créé dans l'année, points singuliers<sup>15</sup>, 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 2021, le Concessionnaire a ainsi déclaré avoir surveillé dans le cadre de la recherche systématique de fuite (RSF) **26 km canalisations** de distribution et de branchements, soit de **85% du linéaire des réseaux concédés**, répartis sur 9 communes. L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit à **un niveau élevé. Aucune fuite ni aucune micro-fuite n'a été décelée 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 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). L'analyse des rapports d'inspection remis par le Concessionnaire permet de s'assurer des différents points de contrôles alors réalisés.

**Hors Anisy et le bourg de Laize-la-Ville, l'ensemble des sites de stockage** semble donc avoir été visité par le Concessionnaire en 2021. Des **inspections périodiques<sup>16</sup> des citernes de stockage** ont été réalisées sur **4 citernes** en 2021, réparties parmi les 27 citernes au total.



À la suite de la transmission de certains certificats d'inspections périodiques réalisées en 2020 lors de la mission de contrôle 2022, le concédant constate que **deux citernes ont fait l'objet de deux inspections périodiques conformes la même année** sur la commune de Laize-Clinchamps (Laize-la-Ville). Le concessionnaire sera amené à en préciser les raisons lors de la prochaine mission de contrôle.



**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.**



Par ailleurs, le concédant salue la réalisation d'une **réunion de sensibilisation à la sécurité** des réseaux de gaz propane à destination du SDIS et de la commune de Trévières le 7 décembre 2021.

<sup>14</sup> 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.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> 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 d'incident majeur constaté, pas de fuite, ni de dommage aux ouvrages.
- Un volume d'incidents (5) affectant les ouvrages concédés maîtrisé.
- Durée moyenne des interventions d'urgence sous 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.
- Formation sur la sécurité des installations en concession (2021).

### POINT EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- 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.
- Délais de dépannage à diminuer pour les concessions 2005 et 2007 pour respecter la garantie de service.

### POINTS NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :

- 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.

Projet

## V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

### 1. Données comptables et financières communiquées

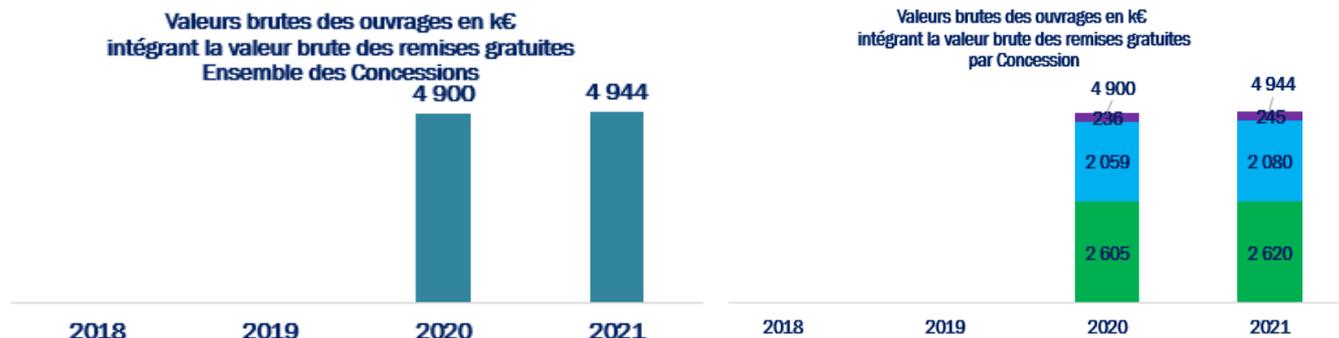
Les cahiers des charges listent les données comptables et financières qui doivent être communiquées à l'Autorité Concédante. Il s'agit des données énumérées ci-dessous :

Données communiquées Concession 2005-2007	Oui Non	Données communiquées Concession 2012	Oui Non	Observations SDEC ENERGIE
Le montant des taxes professionnelles et foncière	Oui		Oui	Pas d'ouvrages assujettit au versement d'une taxe foncière
Les recettes d'énergie	Oui		Oui	
Les autres recettes	Oui		Oui	
Le compte d'exploitation	Oui		Oui	
Un état des dépenses de maintenance	Oui		Oui	
Un état des dépenses d'investissement	Oui		Oui	
Le compte « droit du concédant »	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des biens financés par le concessionnaire	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des remises gratuites	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Les mouvements qui ont impacté l'inventaire	Oui		Oui	
Un inventaire financier	Oui	- Un inventaire des biens de retour et de reprise	Oui	Le concessionnaire communique un inventaire complémentaire relatif aux biens propres
		Un état du suivi de programme contractuel d'investissement de 1 <sup>er</sup> établissement et renouvellement ainsi qu'une présentation de la méthode de calcul de la charge économique imputé au compte d'exploitation	Non	- Investissements de 1 <sup>er</sup> 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 2021
		Un état des demandes d'extension restées sans suite, accompagné des calculs de taux de rentabilité.	Non	Pas d'extension en 2021

 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.

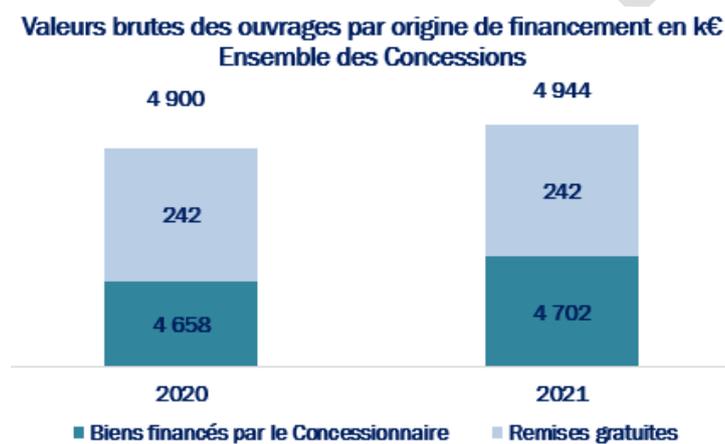
 Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique des inventaires présentant des valeurs comptables intégrant les valeurs des ouvrages financés par des tiers (notamment les lotisseurs). Ceci représente une évolution favorable puisque en omettant de comptabiliser ces valeurs ceci avait pour effet de diminuer artificiellement la valeur des ouvrages concédés.

## 2. Les valeurs brutes en k€<sup>17</sup>



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 2021, la valeur brute des ouvrages intégrant la valeur des remises gratuites s'élève à **4 944 k€** pour l'ensemble des Concessions.

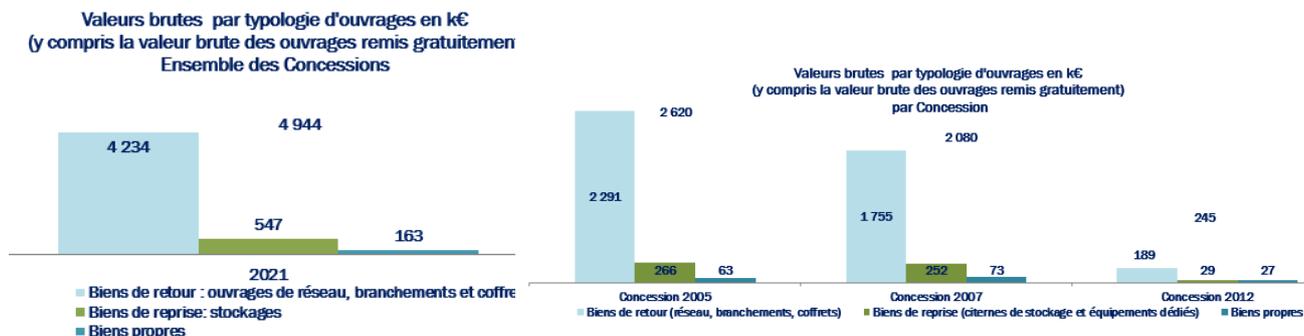


La valeur brute des ouvrages financés par des tiers s'élève à **242 k€** dont 175 k€ pour la Concession 2005 et 67 k€ pour la Concession 2007. Le Concessionnaire n'enregistre aucune remise gratuite pour la Concession 2012.

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 en 2021.**

La valeur brute des ouvrages financés par PRIMAGAZ s'élève à **4 702 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.



<sup>17</sup> En annexe n°2, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par commune.



## Éléments à retenir

### Quelques définitions

<b>La valeur brute</b>	La valeur brute d'un ouvrage correspond à <b>sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable</b> 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.
<b>La valeur nette comptable</b>	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de <b>la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements et provisions</b> (diminution de valeur). Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC) la formule de calcul est plutôt simple : $VNC = \text{Prix d'achat HT} - \text{amortissement} - \text{provisions}$ .
<b>Biens remis gratuitement Ou Remises gratuites</b>	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.

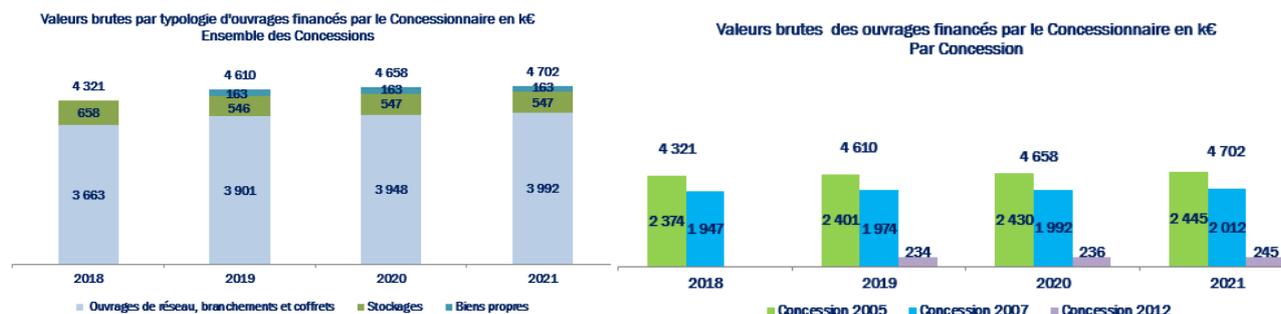
### Le régime des biens en Concession

Typologies	Définitions	Les ouvrages
<b>Biens de retour</b>	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles <b>indispensables à l'exécution du service public</b> et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de Concession.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Canalisations de distribution,</li> <li>- Prises de branchement,</li> <li>- Canalisations de branchement,</li> <li>- Coffrets et armoires multi comptage (qui contiennent le régulateur, les organes de coupure et les compteurs).</li> </ul>
<b>Biens de reprise</b>	Il s'agit ici des biens <b>qui n'ont pas été remis</b> par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et <b>qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public</b> . Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du Concessionnaire. <b>Ils peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réservoirs, Lignes de détente, ouvrages de vaporisation, aménagements et équipements divers des ouvrages de stockage.</li> </ul>
<b>Biens propres</b>	Les biens propres qui <b>restent la propriété du délégant</b> , sauf accord particulier entre les parties	Tous les autres ouvrages.

### Retour des ouvrages au Concédant au terme des Concessions

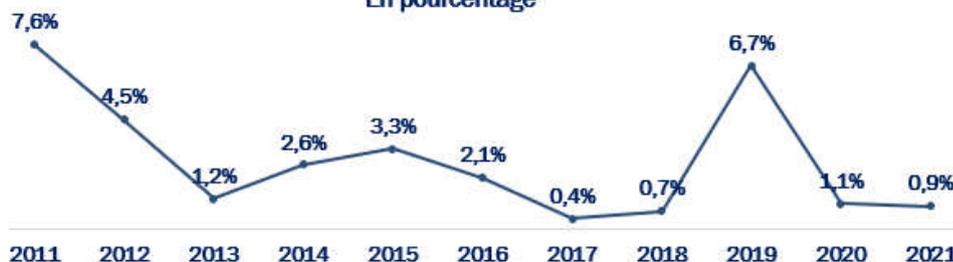
Typologies	Concession 2005- Concession 2007- Concession 2012
<b>Biens de retour</b>	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante <b>gratuitement</b> à la fin de la Concession.
<b>Biens de reprise</b>	En fin de Concession, peuvent être repris par l'Autorité concédante à la condition que cette dernière exerce cette prérogative <b>moyennant un prix à déterminer</b> 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 2021, la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire s'élève pour l'ensemble des Concessions à **4 702 k€**. Elle progresse de **moins de 1 %** par rapport à 2020 (+ 44 k€).

**Evolution de la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire En pourcentage**



C'est une des évolutions les moins importantes constatées depuis 10 ans

Cette évolution est liée aux mises en service 2021 (à la maille de l'ensemble des concessions, les mises en service 2021 représentent 45 k€) et au retrait d'un coffret double comptage sur la commune de Saint Martin de Bienfaite la Cressonnière pour 1,12 k€.

A la maille de chaque Concession, la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire s'établit à :

- Pour la Concession 2005, **2 445 k€** en progression de 0.6 % par rapport à 2020,
- Pour la Concession 2007, **2 012 k€** en progression de 1% par rapport à 2020,
- Pour la Concession 2012, **245 k€** en progression de 3,7 % par rapport à 2020,

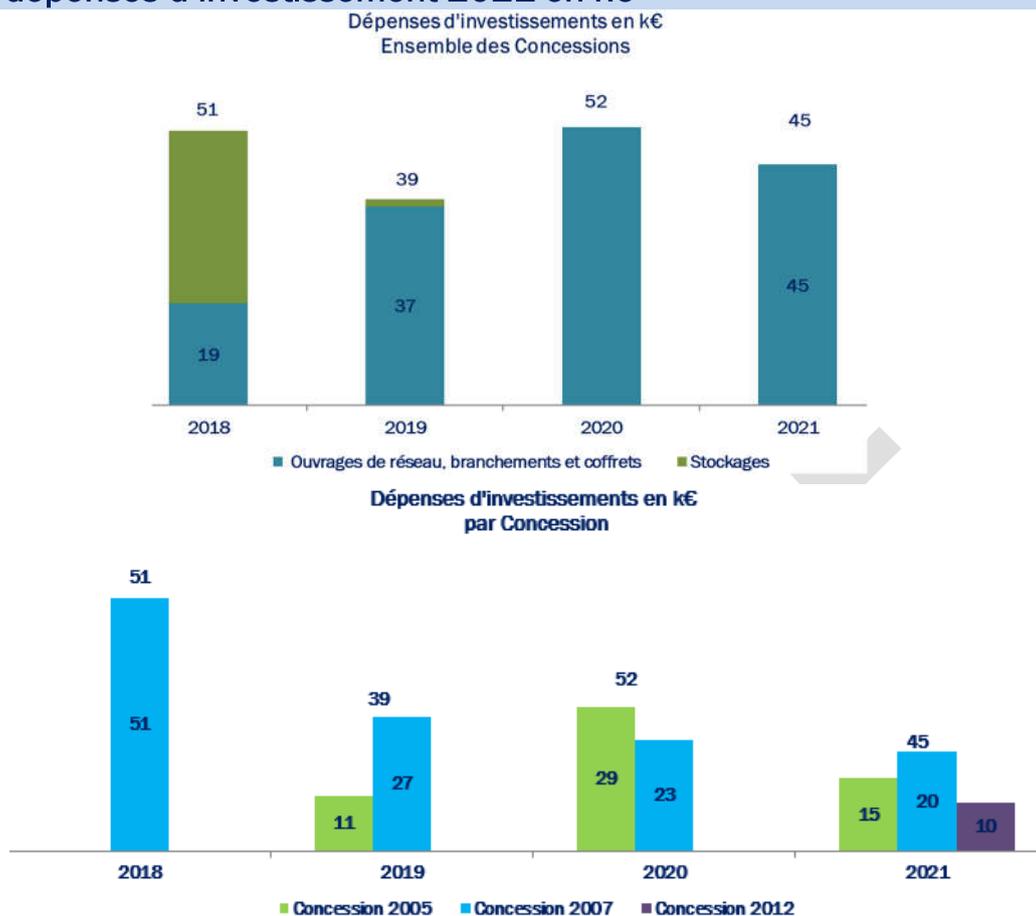
Par typologie d'ouvrages, la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions répartit comme suit :

- 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 **163 k€**.

A la maille de chaque Concession, la valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire se répartit 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	163
Somme	2 445	2 012	245	4 702

## 4. Les dépenses d'investissement 2021 en k€



En 2021, les dépenses d'investissements immobilisées se sont élevées à **45 k€**. Ces dépenses sont en baisse par rapport à l'année 2020 (52 k€). Ces dépenses portent sur les trois Concessions.

**Les dépenses d'investissements réalisées sur la Concession 2005**, concernent les communes d'Anisy (3,5 k€), de Laize-Clinchamps (6,3 k€), de Trévières (5,1 k€), soit des dépenses d'investissement d'un peu moins de 15 k€.

**Les dépenses d'investissements réalisées sur la Concession 2007**, concernent exclusivement la commune d'Orbec (20 k€).

**Les dépenses d'investissements réalisées sur la Concession 2012** s'établissent à 10 k€.

Ces dépenses d'investissements viennent abonder **exclusivement la valeur brute des biens de retour et ont été financés uniquement par le Concessionnaire**.

Les dépenses d'investissements sont relatives à l'installation de 9 coffrets de réseau avec compteurs, et de canalisations de distribution et de branchement.

Sur une partie de ces mises en service, des tests de traçabilité ont été réalisés en 2022. Le Concédant a sollicité que soient fournies les pièces comptables (factures des fournisseurs) relatives à ces immobilisations, ainsi que les procès-verbaux de mise en gaz, afin de valider les données reportées dans les tableaux d'inventaire, c'est-à-dire le montant de la valeur brute et la date de mise en service des ouvrages. La traçabilité des données (tableaux d'inventaire=>pièces justificatives) est **globalement correctement assurée puisque les tests relatifs aux données issues de l'inventaire ont pu être validés par les pièces comptables correspondantes et qu'il n'y pas d'écart sur les valeurs brutes**.

## 5. Les amortissements et les valeurs nettes en k€

Concession 2005 - en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	2 374	2 401	2 605	2 620
Amortissements techniques cumulés	1 126	1 133	1 317	1 393
Amortissements de dépréciation des remises gratuites			11	22
Amortissements de caducité cumulés		861	943	1 025
Valeur nette après amortissements techniques	1 248	1 182	1 289	1 228
Taux d'amortissement	47%	47%	51%	53%

Concession 2007 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	1 947	1 974	2 059	2 080
Amortissements techniques cumulés	836	902	970	1 037
Amortissements de dépréciation des remises gratuites			4	7
Amortissements de caducité cumulés		567	631	697
Valeur nette après amortissements techniques	1 111	1 073	1 089	1 042
Taux d'amortissement	43%	46%	47%	50%

Concession 2012 en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute		234	236	245
Amortissements techniques cumulés		79	86	96
Amortissements de dépréciation des remises gratuites				
Amortissements de caducité cumulés		38	44	50
Valeur nette après amortissements techniques		156	149	149
Taux d'amortissement		34%	37%	39%

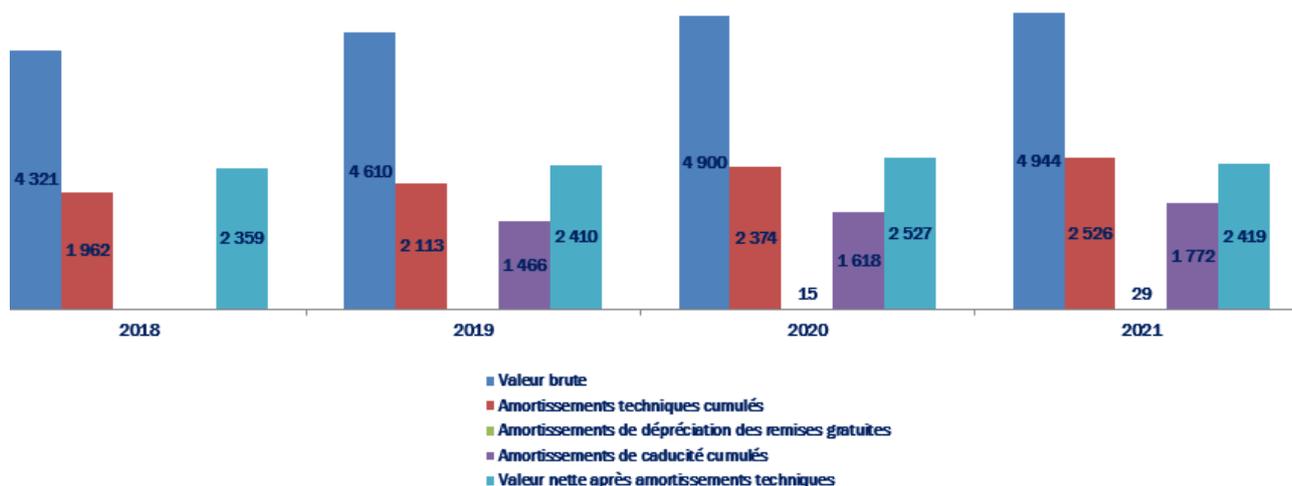
Ensemble des Concessions en k€	2018	2019	2020	2021
Valeur brute	4 321	4 610	4 900	4 944
Amortissements techniques cumulés	1 962	2 113	2 374	2 526
Amortissements de dépréciation des remises gratuites			15	29
Amortissements de caducité cumulés		1 466	1 618	1 772
Valeur nette après amortissements techniques	2 359	2 410	2 527	2 419
Taux d'amortissement	45%	46%	48%	51%

Concession 2005 en k€ -2021	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeur brute	2 291	266	63	2 620
Somme des amortissements de caducité	1 025	0	0	1 025
Somme des amortissements techniques	1 071	261	61	1 393
Somme des amortissements de dépréciation	22	0	0	22
Valeur nette après amortissements techniques	1 220	5	2	1 228

Concession 2007 en k€-2021	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeur brute	1 755	252	73	2 080
Somme des amortissements de caducité	697	0	0	697
Somme des amortissements techniques	735	230	73	1 037
Somme des amortissements de dépréciation	7	0	0	7
Valeur nette après amortissements techniques	1 020	22	0	1 042

Concession 2012 en k€-2021	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeur brute	189	29	27	245
Somme des amortissements de caducité	50	0	0	50
Somme des amortissements techniques	47	27	21	96
Somme des amortissements de dépréciation	0	0	0	0
Valeur nette après amortissements techniques	142	2	6	149

Pour l'ensemble des Concessions : Valeurs brutes, cumul des amortissements de caducité, techniques , valeurs nettes après amortissements techniques



 <b>Les techniques d'amortissement pratiquées par le concessionnaire</b>	
<b>Pour les biens de retour financés par PRIMAGAZ</b>	<p>Que ces biens soit renouvelables ou pas avant le terme des Concessions, le Concessionnaire constitue deux amortissements :</p> <p>Le Concessionnaire constate un <b>amortissement dit « technique »</b> calculé sur la valeur brute de l'ouvrage et les durées d'amortissements qui figurent dans le cahier des charges : <b>Cet amortissement technique ne génère pas de charge dans le compte d'exploitation.</b></p> <p>Le Concessionnaire constate en outre, un <b>amortissement de caducité</b> calculé sur la valeur brute de ces ouvrages de leurs dates de mise en service jusqu'aux termes des contrats de Concession. <b>Cet amortissement est inscrit en charge au compte de résultat.</b></p>
<b>Pour les biens de retour financés par les tiers</b>	<p>Le Concessionnaire constitue un <b>amortissement de dépréciation</b> dans des conditions identiques à l'amortissement dit « technique ».</p>
<b>Pour les biens de reprise et les biens propres</b>	<p>Le concessionnaire pratique un <b>amortissement technique</b>, 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.</p>

 <b>Les durées d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire</b>	
Concession 2005 -Concession 2007-Concession 2012	
Ouvrages de réseau	25 ans
Coffrets de branchement	25 ans
Compteurs	20 ans
Stockage	10 ans



## A 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 distincte 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'ouvrages 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 concédant 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 que les **méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire sont à parfaire** :

- Pour ce qui concerne les amortissements de caducité, le Concédant demande que la pratique soit modifiée afin lorsque le bien est renouvelable avant le terme du contrat, l'amortissement de caducité soit calculé sur sa durée de vie.

La lecture des tableaux qui précèdent met immédiatement en évidence une 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.

- Pour les biens propres et de reprise, le Concédant demande que la charge d'amortissement soit inscrite au compte d'exploitation.

Le Concédant a constaté en 2017 et 2018 que le Concessionnaire avait constitué des amortissements de caducité sur des biens qui étaient des biens de reprise ou propres. Lors du contrôle au titre du CRAC 2019, le concessionnaire a indiqué que l'erreur avait été corrigée.



**Suite aux demandes de l'Autorité Concédante, la correction a fini par être imputée sur les résultats présentés au titre de l'exercice 2021.**

Ainsi la lecture de la rentabilité annuelle des concessions est faussée depuis l'origine des contrats, mais la rentabilité cumulée est en principe correcte, au moins sur ce sujet.



Des tests sur les dotations aux amortissements techniques ont été réalisés sur les biens de retour et biens de reprise et ont révélé des écarts non significatifs.

**Pour ce qui concerne la valeur nette des ouvrages, elle s'établit pour l'ensemble des concessions à 2 419 k€.**

A la maille de chaque Concession, la valeur nette des ouvrages se répartie comme suit :

- Pour la Concession 2005, 1 228 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 par l'Autorité concédante.



En effet, dans les inventaires transmis par le Concessionnaire, la valeur des amortissements des biens remis gratuitement n'est pas déduite de la valeur brute des biens de retour, ce qui constitue une anomalie à corriger.

**La significativité de cette donnée reste limitée en l'état compte tenu des anomalies révélées dans le cadre des méthodes d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire.**

L'Autorité concédante a procédé à la vérification des dotations annuelles aux amortissements des ouvrages remis gratuitement. Il a été observé au cours du contrôle que les dotations calculées à ce titre ont été traitées de façon prospective, c'est-à-dire qu'elles sont calculées à partir de 2020 et sur la durée de vie résiduelle des immobilisations concernées. Cette solution est celle qui est retenue dans un contexte de changement d'estimation de la durée de vie des ouvrages.

**S'agissant ici d'une correction d'erreur, il conviendrait de procéder de façon rétrospective en recalculant les dotations aux amortissements qui auraient dû être pratiquées depuis l'origine.**



Il résulte donc de la solution retenue un sous-amortissement des remises gratuites. Celui-ci n'a pas d'incidence sur la rentabilité des concessions dans la mesure où les dotations calculées au titre des biens remis gratuitement ne sont pas génératrices de charges puisque le concessionnaire n'a pas eu à supporter le financement des ouvrages concernés.

**La conséquence de l'anomalie relevée ci-dessus consiste donc en une surévaluation de la valeur nette des remises gratuites. Ce point devra faire l'objet d'une correction au titre de l'exercice 2022.**

## 6. Le financement du renouvellement des ouvrages

Les cahiers des charges ne comporte 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.

**A 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 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.**

	Dispositions relatives à l'état des ouvrages en fin de convention
Concessions 2005 - 2007	<p>Au terme du présent contrat les ouvrages concédés devront être en état normal de service.</p> <p>Trois ans au moins 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 à convenir et, en tout état de cause, avant le terme du contrat.</p> <p>Si l'autorité concédante et le concessionnaire ne parviennent pas à établir à l'amiable l'un ou l'autre de ces documents, il sera fait appel à un expert désigné par le président du tribunal administratif compétent, saisi à la requête de la partie la plus diligente. Il appartiendra alors au concessionnaire de réaliser les travaux prescrits dans le cadre de cette procédure <i>et suivant le planning défini par l'expertise.</i></p> <p>En cas de non-respect de ce planning, l'autorité concédante est en droit, après mise en demeure, de réaliser ces travaux aux frais du concessionnaire qui devra s'acquitter du montant des sommes dues, dans un délai maximum de 3 mois après réception des mémoires dûment acquittés par l'autorité concédante.</p>
Concession 2012	<p>Au terme du présent contrat le réseau concédé devra être en état normal de service.</p> <p>Le Concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante en état de fonctionnement à celui tous les ouvrages et équipements qui font partie patrimoine concédé.</p> <p>Trois ans au moins 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 à convenir et, en tout état de cause, avant le terme du contrat</p> <p>Si l'autorité concédante et le concessionnaire ne parviennent pas à établir à l'amiable l'un ou l'autre de ces documents, il sera fait appel à un expert désigné par le président du tribunal administratif compétent, saisi à la requête de la partie la plus diligente. Il appartiendra alors au concessionnaire de réaliser les travaux prescrits dans le cadre de cette procédure.</p> <p>Faute pour le concessionnaire d'y avoir pourvu avant l'expiration du présent contrat, l'Autorité concédante est en droit, après mise en demeure, de réaliser ces travaux aux frais du concessionnaire qui devra s'acquitter du montant des sommes dues, dans un délai maximum de 3 mois après réception des mémoires dûment acquittés par l'autorité concédante.</p>

## 7. Les droits du Concédant en k€

Droits du concédant	2019	2020	2021
Concession 2005	-41	120	107
Concession 2007	-34	27	22
Concession 2012	0	3	3

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 2021, 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 amortissements des remises gratuites,
- Le cumul des amortissements de caducité,

Puis il retrace du montant ainsi obtenu le cumul des amortissements techniques de dépréciation.

Le Concessionnaire calcule dans certains cas des dotations aux amortissements de caducité sur des durées plus longue que la durée de vie du bien, cette pratique a pour effet qu'un droit du concédant débiteur peut apparaître pour ces ouvrages.

Il s'agit pour l'Autorité concédante d'une pratique qui est en contradiction avec les principes qui fondent la notion d'amortissement de caducité.

Le Concessionnaire avait indiqué qu'il procéderait aux corrections nécessaires lors de l'exercice 2021. Lors du contrôle 2022 portant sur l'exercice 2021, le concessionnaire a transmis pour chaque DSP un tableau annexe intitulé « Régularisation amortissements ». Il a également indiqué « *Les régularisations d'amortissements (...) n'ont pas été appliquées sur l'exercice 2021 du fait de l'échéance trop proche de la clôture comptable pour nous permettre de réaliser cette correction dans de bonnes conditions.* » Il s'est engagé à procéder à ces régularisations au titre de l'exercice 2022.

**Dans l'attente de ces corrections les données relatives aux droits du Concédant tels qu'elles sont reprises ci-dessus ne peuvent pas être considérées comme significatives.**



## 8. Les comptes d'exploitation – Concession 2005

Concession 2005 compte d'exploitation synthétique	2018	2019	2020	2021	Évolution N/N-1 %	Évolution N/N-1 k€
	Recettes en k€					
Vente d'énergie	319	300	267	329	23%	62
Recettes pour interventions et service	1	2	3	2	-25%	-1
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>320</b>	<b>302</b>	<b>269</b>	<b>331</b>	<b>23%</b>	<b>62</b>
	Dépenses en k€				Évolution N/N-1 %	Évolution N/N-1 k€
Charges de l'exploitation	19	18	20	16		
Dotations aux amortissements	85	82	83	83	1%	1
Reprises exceptionnelles d'amortissements	0	0	0	-57		
Frais de structure	28	22	26	25	-2%	-1
Achat de gaz	196	182	134	211	58%	77
Impôts et redevances	8	9	9	10	19%	2
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>334</b>	<b>311</b>	<b>271</b>	<b>288</b>	<b>7%</b>	<b>18</b>
<b>RESULTAT</b>	<b>-14</b>	<b>-9</b>	<b>-1</b>	<b>43</b>		

Compte d'exploitation détaillé en K€ - Concession 2005	2018	2019	2020	2021
Chiffre d'affaires gaz	272	250	215	276
Abonnement	47	50	51	53
Autres prestations	1	2	3	2
<b>Total Produits</b>	<b>320</b>	<b>302</b>	<b>269</b>	<b>331</b>
Achat gaz	164	146	118	172
Variation stock gaz	11	16	-3	15
<b>Marge brute</b>	<b>146</b>	<b>141</b>	<b>154</b>	<b>144</b>
<b>Taux de marge</b>	<b>46%</b>	<b>47%</b>	<b>58%</b>	<b>44%</b>
Distribution	21	20	19	24
Entretien installation gp gplc	19	18	20	16
Recherche et dvpt etudes	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncier	0	0	0	0
Redevance concession dsp	7	8	8	8
Redevance d'utilisation du domaine public	1	1	1	2
<b>Marge sur coûts direct décaissés</b>	<b>97</b>	<b>94</b>	<b>107</b>	<b>94</b>
Amortissements	85	82	83	83
Dotation Exceptionnelle	0	0	0	0
Reprise Exceptionnelle	-2	-1	0	-57
Frais de structure siege	12	9	13	13
Frais de structure agence	17	13	12	12
<b>Résultat</b>	<b>-14</b>	<b>-9</b>	<b>-1</b>	<b>43</b>
<b>Capacité d'autofinancement</b>	<b>68</b>	<b>72</b>	<b>81</b>	<b>69</b>

La Concession 2005 enregistre une **progression de ses recettes de 23%** liées à une augmentation des ventes d'énergies.

Cette progression est liée à la fois à une progression des volumes vendus (+21%), des prix (Cf. Partie I 3) Evolution des tarifs de fourniture du gaz propane b)) et du nombre de clients.

Dans le même temps on note **une progression des charges de 7%**. Il est à retenir que les achats de gaz (intégrant la variation des stock et les couts de distribution) progressent de 58% pour atteindre 211 k€.

**Le taux de marge passe de 58% à 44 %**, ceci est lié à la forte augmentation du prix achat du gaz alors que les ventes d'énergie, elles, progressent mais dans une moindre proportion en raison de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix.

**Le résultat d'exploitation de la Concession 2005 est bénéficiaire de 43 k€** en 2021 après un exercice 2020 presque à l'équilibre.

La significativité de ces résultats est fragile compte tenu :

- De l'existence des **reprises d'amortissement** qui artificiellement améliorent le résultat.
- Des doutes de l'Autorité concédante concernant **la construction des variations de stock de gaz**.

**Le résultat d'exploitation cumulé est déficitaire à hauteur de -445 k€.**

	<b>A retenir</b>
<b>Marge brute</b> : vente de gaz et abonnements - Achat de gaz et variation de stock <b>Taux de marge</b> : Marge brute / produits hors autres prestations <b>Marge sur couts décaissés</b> : Marge brute – charges décaissées <b>Capacité d'autofinancement</b> : Marge sur couts décaissés – frais de structures	

## 9. Les comptes d'exploitation – Concession 2007

Concession 2007 compte d'exploitation	2018	2019	2020	2021	Évolution N/N-1 %	Évolution N/N-1 k€
	<b>Recettes en k€</b>					
Vente d'énergie	644	609	452	411	-9%	-41
Recettes pour interventions et service	1	1	1	1	28%	0
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>646</b>	<b>610</b>	<b>452</b>	<b>412</b>	<b>-9%</b>	<b>-41</b>
<b>Dépenses en k€</b>						
Charges de l'exploitation	9	9	10	8	-25%	-2
Dotations aux amortissements	68	63	68	69	2%	1
Reprises exceptionnelles d'amortissements	0	0	0	-72		
Frais de structure	37	31	31	26	-18%	-5
Achat de gaz	477	415	394	585	48%	191
Impôts et redevances	10	10	10	11	1%	0
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>601</b>	<b>526</b>	<b>513</b>	<b>625</b>	<b>22%</b>	<b>112</b>
<b>Résultat</b>	<b>45</b>	<b>84</b>	<b>-61</b>	<b>-214</b>		

Compte d'exploitation détaillé en K€ - Concession 2007	2018	2019	2020	2021
Chiffre d'affaires gaz	610	573	413	369
Abonnement	35	37	38	41
Autres prestations	1	1	1	1
<b>Total Produits</b>	<b>646</b>	<b>610</b>	<b>452</b>	<b>412</b>
Achat gaz	424	364	323	417
Variation stock gaz	13	14	34	124
<b>Marge brute</b>	<b>208</b>	<b>232</b>	<b>96</b>	<b>-129</b>
<b>Taux de marge</b>	<b>32%</b>	<b>38%</b>	<b>21%</b>	<b>-31%</b>
Distribution	39	37	38	44
Entretien installation gp gplc	9	9	10	8
Recherche et dvpt etudes	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncier	0	0	0	0
Redevance concession dsp	9	10	10	10
Redevance d'utilisation du domaine public	0	1	0	0
<b>Marge sur coûts direct décaissés</b>	<b>150</b>	<b>175</b>	<b>38</b>	<b>-192</b>
Amortissements	68	63	68	69
Dotation Exceptionnelle	0	0	0	0
Reprise Exceptionnelle	0	-4	0	-72
Frais de structure siege	24	21	22	16
Frais de structure agence	13	10	9	9
<b>Résultat</b>	<b>45</b>	<b>84</b>	<b>-61</b>	<b>-214</b>
<b>Capacité d'autofinancement</b>	<b>113</b>	<b>144</b>	<b>7</b>	<b>-217</b>

La Concession 2007 enregistre **une baisse de 9 % de ses recettes par rapport à 2020**. Cette baisse est liée à un recul des ventes d'énergie de 9%.

Cette contraction est liée à plusieurs phénomènes :

- Une stagnation des volumes vendu (+1%),
- Un nombre client invariant,
- Une baisse (sur les 3 périodes tarifaires de l'année 2021) des prix de fourniture du gaz propane de la tranche P6, qui représente 64% du volume vendu sur cette concession, cette baisse est liée à l'apurement de reliquat en faveur des usagers venant diminuer les prix de vente.
- L'absence de révèle et donc de facturation de 3 clients sur La Vespière- Friardel à la suite d'une erreur humaine pour un volume estimé de 1,5 millions kWh.

Dans le même temps on note **une progression des charges de 22%**. Il est à retenir que les achats de gaz (intégrant la variation des stock et les couts de distribution) progressent de 48% pour atteindre 585 k€.

**Le taux de marge est négatif à hauteur de 31%** pour la concession 2007, ceci est lié à la forte augmentation du prix achat du gaz et au recul des ventes d'énergie pour les raisons exposées ci-dessus.

**Le résultat d'exploitation de la Concession 2007 est très fortement déficitaire à hauteur de - 214 k€ après un exercice 2020 déficitaire à hauteur de 61 k€.**

La significativité de ces résultats est **fragile** compte tenu :



- De l'existence des **reprises** d'amortissement qui artificiellement améliorent le résultat.
- Des doutes de l'Autorité concédante concernant la **construction des variations de stock de gaz**.
- De **l'absence de facturation** évoquée ci-dessus.

**Le résultat d'exploitation cumulé est déficitaire à hauteur de -50 k€.**

## 10. Les comptes d'exploitation – Concession 2012

Concession 2012 compte d'exploitation	2019	2020	2021	Évolution %	Évolution k€
	Recettes en k€				
Vente d'énergie	101	108	125	15%	17
Recettes pour interventions et service	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECETTES</b>	<b>101</b>	<b>108</b>	<b>125</b>	<b>16%</b>	<b>17</b>
	Dépenses en k€			Évolution %	Évolution k€
Charges de l'exploitation	2	2	2	3%	0
Dotations aux amortissements	6	8	7	-10%	-1
Frais de structure	1	6	5	-5%	0
Achat de gaz	52	47	42	-11%	-5
Impôts et redevances	0	0	0	1%	0
<b>TOTAL DEPENSES</b>	<b>62</b>	<b>63</b>	<b>57</b>	<b>-10%</b>	<b>-6</b>
<b>Résultat</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>68</b>		

Compte d'exploitation détaillé en K€ - Concession 2012	2018	2019	2020	2021
Chiffre d'affaires gaz	77	99	106	123
Abonnement	2	2	2	2
Autres prestations	0	0	0	0
<b>Total Produits</b>	<b>79</b>	<b>101</b>	<b>108</b>	<b>125</b>
Achat gaz	50	44	41	40
Variation stock gaz	6	0	-1	-5
<b>Marge brute</b>	<b>23</b>	<b>57</b>	<b>68</b>	<b>91</b>
<b>Taux de marge</b>	<b>29%</b>	<b>56%</b>	<b>63%</b>	<b>72%</b>
Distribution	7	7	7	8
Entretien installation gp gplc	1	2	2	2
Recherche et dvpt etudes	0	0	0	0
Montant des taxes professionnelles et foncier	0	0	0	0
Redevance concession dsp	0	0	0	0
Redevance d'utilisation du domaine public	0	0	0	0
<b>Marge sur coûts direct décaissés</b>	<b>15</b>	<b>47</b>	<b>59</b>	<b>81</b>
Amortissements	11	6	8	7
Dotation Exceptionnelle	0	0	0	0
Reprise Exceptionnelle	0	0	0	0
Frais de structure siege	2	1	5	5
Frais de structure agence	1	1	0	0
<b>Résultat</b>	<b>2</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>68</b>
<b>Capacité d'autofinancement</b>	<b>12</b>	<b>46</b>	<b>53</b>	<b>75</b>

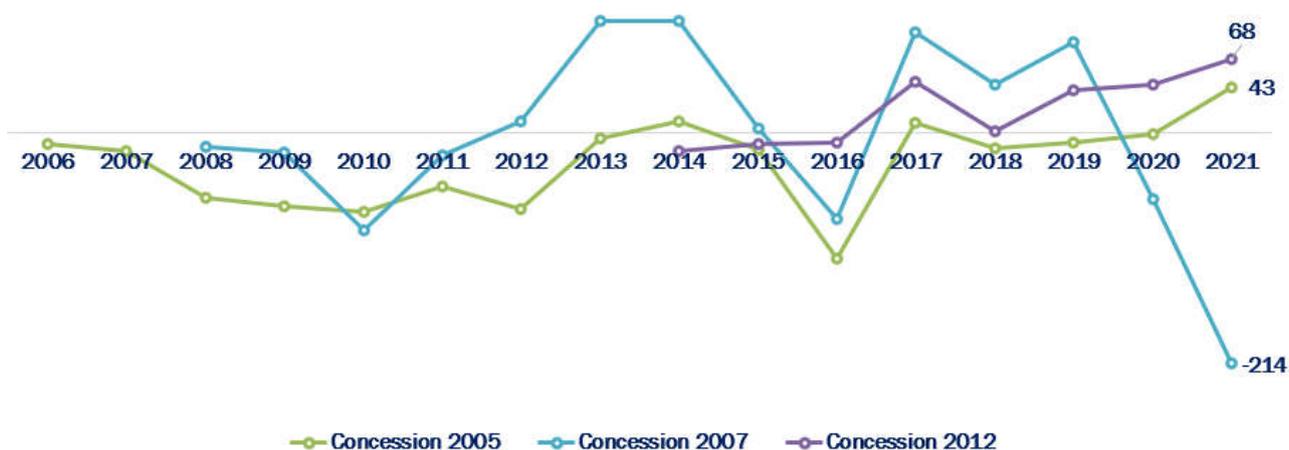
La Concession 2012 affiche un résultat positif depuis 3 ans, en amélioration de 23 k€ en 2021 et qui s'établit à 68 k€.

Le taux de marge progresse pour atteindre 72%.

Les recettes progressent de 16%, porté par une hausse des ventes d'énergie elle-même portée par une augmentation de 13% des volumes consommés.

## 11. Conclusions relatives à la rentabilité des Concessions

Evolution de la rentabilité des Concessions en k€



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.



La rentabilité de la Concession 2007 apparaît en recul, du fait d'anomalies liées à la facturation, mais également par incapacité à répercuter la hausse des coûts d'achat du gaz du fait de la clause de modération.

L'analyse semble avoir mis en évidence une anomalie sur la prise en compte des variations de stock qui pourrait nécessiter une correction des analyses pluriannuelles lors des prochains contrôles, si elle se confirme.

## 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 services sont satisfaisants.
- Les tests sur les dotations aux amortissements techniques sur les biens de retour et les biens de reprise sont satisfaisants.

### POINT EN ATTENTE OU A SURVEILLER :



- L'évolution de la valeurs brutes des ouvrages de l'ensemble des concessions est l'une des moins importantes constatées depuis 10 ans.
- Le sous-amortissement des remises gratuites doit être corrigé.
- La construction des variations de stock de gaz doit être clarifiée.
- La rentabilité de la Concession 2007 apparait en net recul.

### POINTS NON CONFORME OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :



- Les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire sont à parfaire.
- La valeur nette des ouvrages doit être corrigée afin d'intégrer les amortissements des biens remis gratuitement.
- Le calcul des droits du concédant doit être corrigé.
- La significativité des résultats des comptes d'exploitation doit s'améliorer.

## VI. Annexe n° 1 : Les coefficients de conversion

Pour ce qui concerne la Concession 2005 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en °Celsius		Coefficient de conversion m <sup>3</sup> - 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
TREVIERES	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000(CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47

Pour ce qui concerne la Concession 2007 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en °Celsius		Coefficient de conversion m <sup>3</sup> - 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).
- Le 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 été et 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 un nombre de jour écoulés pour chacune des périodes.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en °Celsius		Coefficient de conversion m <sup>3</sup> - Kwh	
			Période « Eté »	Période « hiver »	Période « Eté »	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						

Projet

VII. Annexe n°2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant la valeur brute des ouvrages remis gratuitement par communes

Concession 2005	Colomby-Angerny		Laize-Clinchamps		Soulevre-en-Bocage		
En k€	Anguerny	Anisy	Clinchamps sur Orne	Laize la Ville	Saint-Martin-des-Besaces	Trévières	Somme
Réseau	255	316	479	274	221	747	2 291
Stockages	10	19	78	25	14	119	266
Biens propres	8	19	11	11	7	7	63
<b>Somme</b>	<b>274</b>	<b>354</b>	<b>567</b>	<b>310</b>	<b>242</b>	<b>873</b>	<b>2 620</b>

Concession 2007	La Vespière-Friardel		Thue et Mue		
En k€	La Vespière	Orbec	Cheux	Basly	Somme
Réseau	441	1 100	213	0	1 755
Stockages	237	0	15	0	252
Biens propres	66	0	7	0	73
<b>Somme</b>	<b>744</b>	<b>1 100</b>	<b>235</b>	<b>0</b>	<b>2 080</b>

Concession 2012	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière
En k€	
Réseau	189
Stockages	29
Biens propres	27
<b>Somme</b>	<b>245</b>

### VIII. Annexe n°3 : Valeurs comptables par commune

Concession 2005					
Valeurs comptables biens financés par Primagaz incluant les biens de reprise et les biens propres sans les remises gratuites					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Colomby-Angerny (Anguerny)	273 610	144 353	121 468	129 257	-4 388
Anisy	321 506	164 296	129 611	161 290	30 423
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	528 381	309 887	212 109	223 384	25 346
Clinchamps sur Orne (Laize la Ville)	255 762	158 249	112 584	104 272	37 830
Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	241 657	116 244	97 421	125 412	2 061
Trévières	824 268	499 580	351 346	330 826	15 309
Somme en €	2 445 184	1 392 609	1 024 539	1 074 442	106 581
Somme en k€	2 445	1 393	1 025	1 074	107

Concession 2005			
Valeurs comptables biens remis gratuitement			
Communes	Valeurs brutes	Amortissement de dépréciation	Valeur nette
Colomby-Angerny (Anguerny)	0	0	0
Anisy	32 636	4 080	28 557
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	39 118	4 890	34 228
Clinchamps sur Orne (Laize la Ville)	54 075	6 759	47 316
Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	0	0	0
Trévières	49 102	6 138	42 964
Somme en €	174 931	21 866	153 065
Somme en k€	175	22	153

Concession 2007					
Valeurs comptables biens financés par Primagaz incluant les biens de reprise et les biens propres sans les remises gratuites					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Basly	0	0	0	0	0
La Vespière-Friardel (La Vespière)	744 308	505 000	206 361	239 308	-18 074
Orbec	1 047 775	427 151	411 454	626 472	31 089
Thue et Mue (Cheux)	220 294	105 283	78 912	116 640	8 892
Somme en €	2 012 377	1 037 435	696 727	982 420	21 908
Somme en k€	2 012	1 037	697	982	22

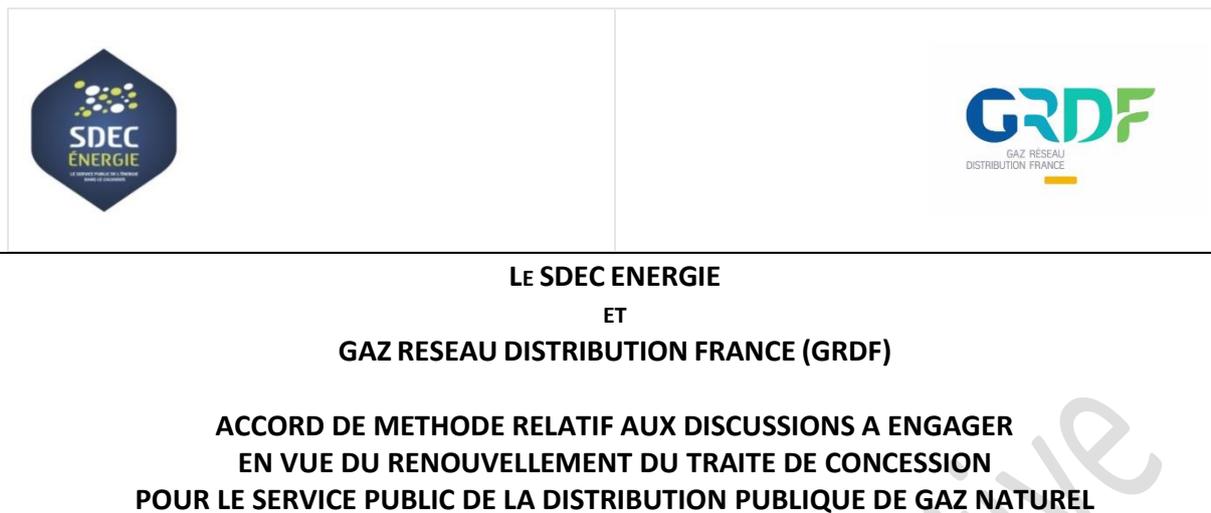
Concession 2007			
Valeurs comptables biens remis gratuitement			
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Valeur nette
Basly	0	0	0
La Vespière-Friardel (La Vespière)	0	0	0
Orbec	52 634	5 848	46 786
Thue et Mue (Cheux)	14 663	1 629	13 034
Somme en €	67 297	7 477	59 820
Somme en k€	67	7	60

**Concession 2012****Valeurs comptables biens financés par Primagaz incluant les biens de reprise et les biens propres sans les remises gratuites**

<b>Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière</b>	<b>Valeurs brutes</b>	<b>Amortissement techniques</b>	<b>Amortissements de caducité</b>	<b>Valeur nette</b>	<b>Droit du concédant</b>
Somme en €	244 536	95 571	50 456	148 965	3 360
Somme en k€	245	96	50	149	3

Projet

Projet

**ENTRE LES SOUSSIGNES :**

**Le Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados**, usuellement dénommé **SDEC ÉNERGIE**, autorité concédante du service de distribution publique de gaz sur son territoire, représenté par Madame la Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 29 juin 2023, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

*ci-après désigné « SDEC ENERGIE »,*

**d'une part,**

**Et :**

**La société GRDF**, société anonyme au capital de 1 800 745 000 euros, immatriculée au registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511, dont le siège social est situé 6 rue Condorcet – PARIS (9eme), représentée par Monsieur Philippe LAHET, Directeur Clients Territoires Nord-Ouest, agissant en vertu des pouvoirs qui lui ont été conférés par Madame Laurence POIRIER-DIETZ, Directrice Général, en date du 1er janvier 2022,

*ci-après désignée « GRDF »,*

**d'autre part,**

Le SDEC ENERGIE et GRDF étant dénommés ci-après collectivement par « Parties » ou individuellement par « Partie ».

**SOMMAIRE**

<b>PREAMBULE.....</b>	<b>3</b>
<b>Article 1 – Objet de l’accord de méthode .....</b>	<b>4</b>
1-1 Encadrement des discussions .....	4
1-2 Confidentialité.....	4
1-3 Base des discussions .....	5
<b>Article 2 – Préparation du bilan des concessions .....</b>	<b>5</b>
<b>Article 3 – Préparation des termes actualisés des concessions .....</b>	<b>6</b>
<b>Article 4 – Organisation des discussions.....</b>	<b>7</b>
4-1 Instance d’échanges.....	7
4-2 Instance de validation .....	8
<b>Article 5 – Calendrier des discussions.....</b>	<b>8</b>
5-1 Point de bilan avant l’échéance du Traité en cours.....	8
5-2 Préparation du prochain Traité de concession .....	8
<b>Article 6 – Compte rendu de réunions et échanges de documents entre les Parties .....</b>	<b>9</b>
6-1 Compte-rendu des réunions .....	9
6-2 Echange de documents .....	10
<b>Article 7 – Durée de l’accord.....</b>	<b>10</b>

Projet version définitive

## PREAMBULE

1. Le SIGAZ, auquel le SDEC ENERGIE s'est substitué, et l'établissement public Gaz de France, auquel GRDF s'est substituée s'agissant de la distribution de gaz, ont signé une Convention de concession pour le service public de la distribution de gaz pour plusieurs communes de la zone de desserte exclusive de GRDF ayant transféré leur compétence de distribution de gaz naturel au SDEC ENERGIE, le 15 décembre 1997, à laquelle sont annexés un cahier des charges et ses annexes (l'ensemble étant ci-après désigné le « Traité de concession syndical »), pour une durée de 30 ans.
2. En outre, le SDEC ENERGIE s'est substitué aux communes de Langrune sur Mer, Hermival les Vaux et Le Breuil et Le Breuil en Auge, communes situées dans la zone de desserte exclusive de GRDF, au titre des droits et obligations découlant des conventions de concession conclues par ces communes avec l'établissement public Gaz de France, auquel GRDF s'est substituée s'agissant de la distribution de gaz, en date respectivement du 27 janvier 1997, 28 septembre 1998 et du 22 novembre 2000, auxquelles sont annexés un cahier des charges et des annexes (l'ensemble étant ci-après désigné les « Traités de concession communaux »).
3. A l'approche du terme de certains de ces contrats, les Parties ont décidé de se rapprocher, conformément à l'article 31 des cahiers des charges, en vue de d'établir un état des lieux et de préparer le renouvellement du Traité de concession syndical et des Traités de concession communaux (ci-après désignés collectivement « Traités de concession ») ou d'en adapter les termes sans en modifier la durée.

Ceci rappelé, il est convenu ce qui suit :

## **ARTICLE 1 – OBJET DE L'ACCORD DE METHODE**

### **1-1 Encadrement des discussions**

Le présent accord de méthode (ci-après « Accord de méthode ») a pour objet d'encadrer les discussions entre les Parties en vue :

- d'une part, de préparer le bilan commun des Traités de concession en vigueur,
- et d'autre part,
  - soit de préparer les termes d'un nouveau traité de concession qui intégrera notamment les communes de Langrune sur Mer, Hermival les Vaux et Le Breuil en Auge,
  - soit d'adapter les termes des Traités de concession en vigueur sans en modifier la durée.

Ainsi, cet Accord de méthode a pour objet de définir la méthode de travail et les thèmes que les Parties devront au minimum aborder lors de leurs discussions.

Il vise également à fixer les modalités d'échange entre les Parties et le calendrier prévisionnel de discussion associé.

Dans le cadre de cette démarche, les Parties souhaitent aboutir à un cadre contractuel intégrant les objectifs communs :

- d'amélioration de la qualité du service public de gaz (notamment la sécurité du réseau et la continuité de l'alimentation en gaz),
- de densification des usagers du service,
- de maintien du patrimoine et de modernisation des réseaux de distribution publique de gaz naturel,
- de la prise en compte d'objectifs en matière de développement des usages performants du gaz et de développement de l'insertion d'énergies renouvelables (gaz vert, mobilité verte...) dans les réseaux tout en prenant en compte l'enjeu de sobriété énergétique,

Les Parties souhaitent favoriser le bon déroulement des discussions et leur aboutissement. Ils s'engagent à fonder les discussions sur l'intérêt partagé, l'échange, l'écoute et la considération des positions de chacun.

### **1-2 Confidentialité**

Toutes les informations portées à la connaissance des Parties, de leurs représentants et de leurs conseils participant aux échanges sont soumises à une obligation réciproque de confidentialité. Les Parties s'engagent à ne pas communiquer, divulguer ou mettre à la disposition de tiers lesdites informations, sans obtenir l'autorisation formelle de l'ensemble de l'autre Partie.

### **1-3 Base des discussions**

Les Parties conviennent que le présent Accord de méthode constituera la base de leurs discussions en vue d'adapter les Traités de concession en vigueur ou de préparer les termes d'un traité de concession et souhaitent se conformer aux stipulations ci-après détaillées.

Des discussions nationales menées entre la FNCCR, France Urbaine et GRDF ont abouti à la rédaction d'un nouveau modèle de cahier des charges dit « modèle 2022 ». C'est sur les bases de ce modèle que se dérouleront les discussions entre le SDEC ENERGIE et GRDF étant rappelé que cet ensemble contractuel promeut les adaptations locales et favorise notamment la prise en compte des enjeux locaux en lien avec les ambitions des territoires en matière de transition énergétique et de performance du service public concédé, tout en permettant une gestion cohérente des services publics concédés sur la zone de desserte exclusive de GRDF.

#### **ARTICLE 2 – PREPARATION DU BILAN DES CONCESSIONS**

Lors de leurs discussions, les Parties s'engagent à aborder les thèmes listés ci-après, de manière non exclusive de tout nouveau thème que l'une des Parties souhaiterait ajouter en cours de discussion :

- état des lieux des concessions : administratif (relations clientèle), technique et économique;
- établissement d'un état descriptif des travaux d'entretien ou de renouvellement restant à réaliser par le concessionnaire conformément à l'article 31 du cahier des charges avant l'échéance des traités de concession, afin que le réseau concédé soit en état normal de service ;
- qualité du service rendu, dont notamment la qualité de mise en œuvre et d'exploitation de la desserte ainsi que la satisfaction des usagers avec un point sur les indicateurs significatifs à la maille de la concession ;
- périmètre des différents types de biens affectés aux concessions (biens de retour de la concession, biens de reprise du concessionnaire, biens propres du concessionnaire) et définition du contenu des inventaires ;

bilan patrimonial de la concession : répartition de la valeur brute et de la valeur nette comptables selon les origines de financement en lien avec les différents sous comptes figurant au passif relatifs aux ouvrages concédés (compte 229), économie de la concession dans le système national péréqué, montant passifs relatifs aux ouvrages concédés détaillés par sous comptes , méthode d'amortissements pratiqués et notamment pratique et impact de l'amortissement de caducité.

Le Bilan sera réalisé sur la base des données disponibles au 31 décembre 2022, sur le périmètre géographique, des Traités de concession, de la zone de desserte exclusive de GRDF, pour lesquels le SDEC ENERGIE est autorité concédante au plus tard le 30 novembre 2023.

### **ARTICLE 3 – PREPARATION DES TERMES ACTUALISES DES CONCESSIONS**

Lors de leurs discussions, les Parties s'engagent à aborder les thèmes listés ci-après, de manière non exclusive de tout nouveau thème que l'une des parties souhaiterait ajouter en cours de discussion :

- Choix de l'instrumentum des dispositions négociées : nouveau traité de concession ou avenant aux Traités de convention en vigueur,
- Impact du développement des réseaux de chaleur sur les conventions de concession (nombre d'utilisateurs, volume distribué, abandon d'ouvrage, autres effets) ;
- modalités de fin de contrat entre le concédant et le concessionnaire, au terme normal, ou anticipé dans le cadre d'une concession historique en monopole où GRDF est son successeur désigné dans le cadre réglementaire en vigueur ;
- Sécurité des personnes et des biens, surveillance du Réseau et entretien maintenance, gestion du risque industriel et intervention à proximité des réseaux souterrains : détermination de dispositions locales ;
- transition énergétique, maîtrise de l'énergie, lutte contre le changement climatique et impacts sur le contrat de concession ;
- travaux sur le réseau public de distribution de gaz naturel :
  - schéma directeur des investissements et programmes pluriannuels d'investissements avec définition du suivi de leur mise en œuvre ;
  - charte travaux entre les acteurs concernés par les travaux sur le domaine concédé,
  - prise en compte des enjeux de développement du territoire (extensions du réseau sur le territoire concédé, renforcements, notamment pour permettre l'injection d'énergies renouvelables) ;
  - Prise en compte des risques naturels ;
  - Déterminer les conditions de communication des études de B/I ;
- Protection de l'environnement : dispositions locales relatives à l'environnement visuel et l'impact sonore ; qualité du service rendu aux usagers :
  - plan d'actions d'amélioration à court et moyen terme ;
  - programme restant de déploiement des compteurs communicants Gazpar ;
  - critères d'appréciation de la qualité du service : détermination et suivi d'indicateurs ;
- indicateurs KPI : assiette et seuil ;
- mission de Contrôle ;
- production des données et communication des données au concédant (dont fichiers numériques de la cartographie moyenne échelle du réseau) ;
- durée du contrat, date d'entrée en vigueur des dispositions négociées ;
- redevances de concession : Détermination de K, traitement des communes nouvelles ;
- engagements des Parties (notamment contribution du concessionnaire à la transition énergétique) ;
- obligations comptables et financières du concessionnaire ;
- maintien des passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du nouveau contrat et constitués au titre du contrat précédent, représentant les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages.

#### **ARTICLE 4 – ORGANISATION DES DISCUSSIONS**

Les discussions seront organisées dans le cadre de deux instances : une instance d'échanges et une instance de validation.

##### **4-1 Instance d'échanges**

Cette instance est composée :

- pour le SDEC ENERGIE :
  - Monsieur le Vice-Président en charge des concessions,
  - Monsieur de Directeur Général des services,
  - Madame la Directrice du service des concessions,
  - Madame l'Adjointe à la Directrice du service des concessions,
  - D'autres collaborateurs pouvant être mobilisés selon les thématiques à approfondir,
- pour GRDF :
  - du représentant territoriale ;,
  - du chargé de portefeuilles de concessions :
  - d'un représentant de la direction Juridique régionale,
  - d'un représentant de la délégation Patrimoine et Travaux,
  - d'un représentant de la Délégation Interventions Exploitation Maintenance,
  - d'autres collaborateurs pouvant être mobilisés selon les thématiques à approfondir.

L'instance se réunira en tant que de besoin et a minima une fois par mois.

L'instance d'échanges instruit les discussions.

Pour chaque thème de discussions, elle organise les échanges entre les Parties.

L'instance d'échanges prépare les décisions de l'instance de validation et notamment indique, dans un tableau d'avancement :

- les thèmes sur lesquels les Parties sont arrivées à un accord,
- les thèmes sur lesquels un désaccord persiste.

Chaque partie se chargera des validations nécessaires auprès de ses propres instances.

Chaque réunion de travail des groupes thématiques fera l'objet d'un compte rendu établi par un des membres du groupe, dont une proposition sera communiquée pour avis sous 7 jours aux participants, puis après validation, aux membres de l'instance d'échanges.

En outre, l'instance d'échanges travaille sur des versions modifiées du projet de convention de concession.

#### **4-2 Instance de validation**

Cette instance est composée de :

- pour le SDEC ENERGIE:
  - Madame la Présidente,
  - Monsieur le Vice-Président en charge des concessions,
  - Monsieur le Directeur Général des services
- pour GRDF :
  - du directeur territorial Normandie ;,
  - du délégué concessions régional .

L'instance de validation se réunira en tant que de besoin et a minima une fois par trimestre.

L'instance de validation valide les propositions de l'instance d'échanges et arbitre, le cas échéant, en dernier ressort, sans préjudice pour les Parties de l'approbation des décisions en cohérence avec leurs instances de gouvernance.

L'instance de validation peut être saisie, à la demande d'un membre de l'instance d'échanges pour traiter les points de divergence ou de blocage éventuels rencontrés par celui-ci.

#### **ARTICLE 5 – CALENDRIER DES DISCUSSIONS**

Les discussions débuteront à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2023, sous réserve de l'entrée en vigueur du présent Accord de méthode dans les conditions définies à l'article 7.

##### **5-1 Point de bilan avant l'échéance du Traité en cours**

Les Parties conviennent de se réunir sur la période courant du 1<sup>er</sup> septembre 2023 au 1<sup>er</sup> mars 2024 afin de s'accorder sur un bilan partagé concernant les Traité de concession en cours.

##### **5-2 Préparation du prochain Traité de concession**

Les Parties conviennent de se réunir sur la période courant du 1<sup>er</sup> mars 2024 au 1<sup>er</sup> novembre 2024.

Ces discussions prendront fin si possible pour le 1<sup>er</sup> novembre 2024 afin de permettre la tenue des instances décisionnelles du SDEC ENERGIE pour l'approbation des dispositions négociées et l'autorisation de sa Présidente à signer les documents contractuels.

Les Parties s'accordent sur le calendrier prévisionnel suivant, indicatif à ce stade, mais pour lequel les Parties s'efforceront de respecter les grands jalons :

N° de la réunion	Sujets	Jalons prévisionnels
Réunion 1	Instrumentum et impact du développement des réseaux de chaleur sur les conventions de concession	Mars 2024
Réunion 2	Partage échange Transition Energétique	Avril 2024
Réunion 3	Analyse du Bilan du contrat, Diagnostic (Forces / Faiblesses Opportunités / Risques)	Mai 2024
Réunion 4	Bilan de fin de contrat Transition Energétique /Diagnostic partagé	Juin 2024
Réunion 5	Sécurité du réseau et production des données cartographiques	Juin 2024
Réunion 6	Charte travaux - Schéma Directeur des investissements - Programmes Pluriannuels des Investissements	Juillet 2024
Réunion 7	Qualité du service rendu aux usagers, Indicateurs KPI – Redevance, Annexe Transition Energétique, contrôle de concession	Juillet 2024
Réunion 8	Obligations comptables et financières du concessionnaire et maintien des passifs, durée du contrat et entrée en vigueur	Septembre 2024
Réunion 9	Annexe Transition Energétique, mission de contrôle	Septembre 2024
Réunion 10	Conclusion et Synthèse - Préprojet organisation du processus	Octobre 2024
Réunion 11	Validation Finale du comité de pilotage	Octobre 2024

A noter que ces échéances n'annulent pas, mais au contraire viennent compléter, les échéances prévues au contrat de concession actuel relatives à la gestion de la fin de contrat.

Dans le cas où un accord entre les Parties sur les modalités du prochain Traité de concession n'aurait pas été trouvé au 1<sup>er</sup> septembre 2026 un avenant de prolongation du Traité de concession communal portant sur le périmètre de la commune de Langrune sur Mer arrivant à échéance le 17 janvier 2027 sera conclu entre les Parties.

**ARTICLE 6 – COMPTE RENDU DE REUNIONS ET ECHANGES DE DOCUMENTS ENTRE LES PARTIES**

**6-1 Compte-rendu des réunions**

Chaque réunion fera l'objet d'un compte rendu établi par le SDEC ENERGIE, dont une proposition sera communiquée pour avis sous 8 jours à GRDF. GRDF disposera de 8 jours afin soit d'en approuver le contenu, soit de l'amender.

Chaque réunion débute par la signature du compte rendu de la réunion précédente.

## 6-2 Echange de documents

Pour la bonne organisation des discussions, les Parties conviennent que les échanges des documents (versions projets des documents) s’effectueront de la manière suivante :

- Les Parties s’engagent à travailler sur la base d’une version V0 en utilisant les marques de révisions et commentaires tout au long des discussions. La page de garde signale le n° de la version et son auteur.

### ARTICLE 7 – DUREE DE L’ACCORD

Le présent Accord de méthode entre en vigueur à compter de la notification par le SDEC ENERGIE à GRDF dudit Accord signé par les deux Parties.

Il prend fin au 31 décembre 2024.

Fait à Caen, le 5 juillet 2023

En quatre exemplaires originaux,

Pour le SDEC ENERGIE, La Présidente du SDEC ÉNERGIE	Pour le concessionnaire, Le Directeur Clients Territoires Nord Ouest
Catherine GOURNEY-LECONTE	Phillipe LAHET



**AVENANT N° 6 A LA CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC  
DE LA DISTRIBUTION DE GAZ CONCLUE LE 26 OCTOBRE 2007**

Entre les soussignés :

**Le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, usuellement dénommé **SDEC ÉNERGIE**, ayant son siège Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe CS75046 - 14077 Caen cedex 5, représentée par sa Présidente en exercice, Madame Catherine Gourney-Leconte, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 29 juin 2023 visée par le contrôle de légalité de la Préfecture du Calvados le 4 juillet 2023.

Ci-après, dénommé « le **SDEC ENERGIE** » ou « l'**Autorité concédante** »,

D'une part,

Et,

**La société Antargaz**, usuellement dénommée **Antargaz Energies**, SAS au capital de 7.749.159 euros dont le siège social est situé 4, place Victor Hugo Immeuble Reflex Les Renardières, 92 400 Courbevoie, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 572 126 043, représentée par Franck TILLY, dûment habilité aux fins des présentes,

ci-après dénommée « le **Concessionnaire ou Antargaz Energies** »,

D'autre part,

L'Autorité concédante et le Concessionnaire sont ci-après individuellement ou collectivement dénommés la (ou les) « **Partie(s)** ».

## **Il a été préalablement exposé ce qui suit :**

Par convention signée le 26 octobre 2007 (ci-après, « la Convention ») constituée d'une convention de concession, d'un cahier des charges annexé à la convention et d'annexes audit cahier des charges, l'Autorité concédante a concédé au Concessionnaire la distribution publique de gaz sur le territoire de Caumont l'Eventé (commune déléguée de la commune nouvelle de Caumont-sur-Aure), Grandcamp-Maisy, Noyers-Bocage (commune déléguée de la commune nouvelle de Val d'Arry), Saint Martin de la Lieue, Thaon et Thury Harcourt (commune déléguée de la commune nouvelle du Hom), et ce pour une durée de 30 ans.

En vertu de cette Convention, le Concessionnaire a établi et exploite désormais un réseau de distribution de gaz propane sur le territoire des communes et communes déléguées susmentionnées.

Au cours de l'année 2021, un projet de création d'une installation de production de biométhane située à Seulline, dans le Calvados, a notamment été porté à la connaissance du SDEC ENERGIE.

Conformément au cadre juridique résultant de la loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 *pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous*, dite EGalim, partiellement codifiée au sein du Code de l'énergie, de ses dispositions réglementaires d'application également partiellement codifiées au sein du même Code, ainsi que des délibérations et décisions de la Commission de Régulation de l'Energie (ci-après, CRE), les producteurs de biométhane se sont vu consacrer un droit à l'injection du biométhane produit.

En vertu de ce droit à l'injection, les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel à proximité desquels se situent des installations de production de biogaz sont tenus de procéder aux travaux de renforcement nécessaires pour assurer le raccordement de ces unités de production de biogaz (art. L. 453-9 du Code de l'énergie notamment).

L'installation de production de biométhane située à Seulline sera en l'espèce raccordée au réseau de distribution publique de gaz naturel du SDEC ENERGIE exploité par la société GRDF, concessionnaire sur le territoire de 105 communes du Calvados au titre d'un contrat de concession dit de « desserte historique » conclu le 15 décembre 1997.

La société GRDF réalisera ainsi les travaux de renforcement nécessaires pour permettre le raccordement de l'installation de production.

A cet égard, au terme des échanges intervenus entre le SDEC ENERGIE, la société Antargaz Energies et la société GRDF, il a été collectivement décidé que la solution la plus pertinente du point de vue technico-économique pour procéder au raccordement impliquait la construction d'ouvrages de maillage, au sens de l'article D. 453-20 1° du Code de l'énergie, traversant (entre autres communes) le territoire de la commune déléguée de Noyers-Bocage (commune nouvelle de Val d'Arry).

Ces ouvrages seront strictement indépendants du réseau de distribution de gaz propane établi et exploité par la société Antargaz Energies.

Afin de permettre le passage des ouvrages de maillage sur le périmètre de la commune déléguée de Noyers-Bocage, il est nécessaire d'apporter des modifications à certaines dispositions de la Convention.

**Ceci étant exposé, il a été convenu entre les Parties ce qui suit :**

#### **ARTICLE 1<sup>ER</sup> – OBJET**

Le présent avenant a pour objet de :

- décrire les ouvrages de maillage qui seront établis et exploités par la société GRDF sur le territoire de la commune déléguée de Noyers-Bocage (commune déléguée de Val d'Arry) ainsi que leur tracé ;
- autoriser et organiser le passage des dites canalisations ;
- apporter en conséquence les modifications nécessaires aux dispositions de la Convention.

#### **ARTICLE 2 – DESCRIPTION DES OUVRAGES A REALISER**

Les caractéristiques des ouvrages de maillage au sens de l'article D. 453-20 1° du Code de l'énergie qui seront établis sur le territoire de la commune déléguée de Noyers-Bocage (commune nouvelle de Val d'Arry) sont les suivantes :

- Canalisations : Type : Type polyéthylène haute densité (PEHD) Diamètre : 160 mm Pression : MPC 10 bar
- Linéaire à construire : 4 110 mètres

Le descriptif précis des ouvrages ainsi que leur tracé prévisionnel sont décrits en annexe n° 1.

Les plans définitifs et les longueurs réelles seront ceux arrêtés après la réalisation des canalisations.

### **ARTICLE 3 – MODALITES DE REALISATION ET D'EXPLOITATION DES OUVRAGES**

Par dérogation à l'article 5 du cahier des charges de la Convention, les ouvrages de maillage décrits en annexe n° 1 seront réalisés par la société GRDF, au titre de la concession de distribution publique de gaz naturel conclue le 15 décembre 1997 avec le SDEC ENERGIE, et seront ensuite exploités et maintenus par la société GRDF.

Dès qu'elle en aura reçu communication de la part de la société GRDF, l'Autorité concédante s'engage à communiquer au Concessionnaire le plan détaillé et l'inventaire technique des ouvrages mentionnant les linéaires réellement construits.

Dans l'hypothèse où les caractéristiques des ouvrages réalisés et/ou leurs tracés s'écarterai(en)t substantiellement des informations prévisionnelles décrites en annexe n°1 au présent avenant, les Parties se rencontreront pour déterminer les conséquences à tirer de cet écart avec l'annexe n°1.

Le Concessionnaire n'est tenu à aucune obligation d'entretien ou de maintenance à l'égard des ouvrages décrits en annexe n°1 qui seront conçus, réalisés et exploités sous la seule responsabilité de la société GRDF.

### **ARTICLE 4 – STATUT DES OUVRAGES DECRITS EN ANNEXE N°1**

Les ouvrages décrits en annexe n° 1 seront techniquement indépendants du réseau de distribution publique de gaz propane exploité par le Concessionnaire.

Ces ouvrages ne relèveront pas du patrimoine concédé à la société Antargaz Energies en vertu de la Convention, mais du patrimoine du SDEC ENERGIE concédé à la société GRDF.

### **ARTICLE 5 – OBLIGATIONS DU CONCESSIONNAIRE**

Le Concessionnaire s'engage à communiquer sur simple demande à l'Autorité concédante et/ou à la société GRDF toute information ou tout document utile à la conception, à la réalisation ou à l'exploitation des ouvrages décrits en annexe n°1.

## **ARTICLE 6 – ABSENCE DE CONSEQUENCE POUR LE CONCESSIONNAIRE DE L'ETABLISSEMENT ET DE L'EXPLOITATION DES OUVRAGES**

Le présent avenant n'a pas pour effet de modifier le périmètre géographique concédé au Concessionnaire au titre de la Convention.

Compte tenu de leur nature et de leur localisation, l'établissement et l'exploitation des ouvrages décrits en annexe n° 1 n'occasionnent au Concessionnaire aucun préjudice de quelque nature que ce soit.

En conséquence, le Concessionnaire reconnaît n'avoir droit à aucune demande ou réclamation de quelque nature que ce soit tendant à obtenir de la part de l'Autorité Concédante et/ou de son concessionnaire GRDF une indemnité ou une contrepartie quelconque à raison du passage sur le territoire de la commune déléguée de Noyers-Bocage des ouvrages décrits à l'annexe n° 1.

## **ARTICLE 7 – ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE**

Le présent avenant est signé par les deux Parties et transmis par l'Autorité concédante au contrôle de légalité.

Le présent avenant entre en vigueur à compter de sa notification par l'Autorité concédante au Concessionnaire, après signature et transmission au contrôle de légalité, pour la durée restant à courir de la Convention.

## **ARTICLE 8 – ANNEXES**

Annexe n° 1 – Description technique et tracé des ouvrages à établir sur le territoire de la commune de Noyers-Bocage

Fait à Caen, en quatre exemplaires originaux, le 5 juillet 2023.

Pour le SDEC ENERGIE,  
La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Pour le Concessionnaire,  
Le Responsable du marché Délégation  
Service Public

Catherine GOURNEY-LECONTE

Franck TILLY

Projet version définitive

Annexe n°1 : Description technique et tracé des ouvrages à établir sur le territoire de la commune de Noyers-Bocage





**AVENANT N° 7 A LA CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC  
DE LA DISTRIBUTION DE GAZ CONCLUE LE 26 DECEMBRE 2008**

Entre les soussignés :

**Le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, usuellement dénommé **SDEC ÉNERGIE**, ayant son siège Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe CS75046 - 14077 Caen cedex 5, représentée par sa Présidente en exercice, Madame Catherine Gourney-Leconte, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 29 juin 2023 visée par le contrôle de légalité de la Préfecture du Calvados le 4 juillet 2023.

Ci-après, dénommé « le **SDEC ENERGIE** » ou « l'**Autorité concédante** »,

D'une part,

Et,

**La société Antargaz**, usuellement dénommée **Antargaz Energies**, SAS au capital de 7.749.159 euros dont le siège social est situé 4, place Victor Hugo Immeuble Reflex Les Renardières, 92 400 Courbevoie, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 572 126 043, représentée par Franck TILLY, dûment habilité aux fins des présentes,

ci-après dénommée « le **Concessionnaire** »,

D'autre part,

L'Autorité concédante et le Concessionnaire sont ci-après individuellement ou collectivement dénommés la (ou les) « **Partie(s)** ».

## **Il a été préalablement exposé ce qui suit :**

Par convention signée le 26 décembre 2008 (ci-après, « la Convention ») constituée d'une convention de concession, d'un cahier des charges annexé à la convention et d'annexes audit cahier des charges, l'Autorité concédante a concédé au Concessionnaire la distribution publique de gaz sur le territoire des communes de Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville et Villons les Buissons, et ce pour une durée de 30 ans.

En vertu de cette Convention, le Concessionnaire a établi et exploite désormais un réseau de distribution de gaz naturel sur le territoire des communes susmentionnées (à l'exception de la commune de Villons les Buissons qui a été retirée du périmètre concédé, par un avenant n°2 du 25 janvier 2012).

Au cours de l'année 2021, un projet de création d'une installation de production de biométhane a été porté à la connaissance du SDEC ENERGIE, sur le territoire de la commune de Seulline.

Conformément au cadre juridique résultant de la loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 *pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous*, dite EGalim, partiellement codifiée au sein du Code de l'énergie, de ses dispositions réglementaires d'application, également partiellement codifiées au sein du même Code, ainsi que des délibérations et décisions de la Commission de Régulation de l'Énergie (ci-après, CRE), les producteurs de biométhane se sont vu consacrer un droit à l'injection du biométhane produit.

En vertu de ce droit à l'injection, les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel à proximité desquels se situent des installations de production de biogaz sont tenus de procéder aux travaux de renforcement nécessaires pour assurer le raccordement de ces unités de production de biogaz (art. L. 453-9 du Code de l'énergie notamment).

L'installation de production de biométhane située à Seulline sera en l'espèce raccordée au réseau de distribution publique de gaz naturel du SDEC ENERGIE exploité par la société GRDF, Concessionnaire sur le territoire de 105 communes du Calvados au titre d'un contrat de concession dit de « desserte historique » conclu le 15 décembre 1997.

La société GRDF réalisera ainsi les travaux de raccordement et de maillage, au sens de l'article D. 453-20 1° du Code de l'énergie, nécessaires pour permettre le raccordement de ces installations de production.

En plus des travaux qui seront réalisés par la société GRDF, au terme des échanges intervenus entre le SDEC ENERGIE, le Concessionnaire et la société GRDF, il a été collectivement décidé que la solution la plus pertinente du point de vue technico-économique impliquait la réalisation d'une extension du réseau exploité par le Concessionnaire sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon.

Cette extension permettra de relier physiquement les ouvrages existants relevant du patrimoine concédé au Concessionnaire au titre de la Convention et les ouvrages de maillage qui relèveront du contrat de concession dit de « desserte historique » exploités par la société GRDF, et ce dans le but d'assurer le raccordement de l'installation de production de biométhane de Seulline.

Il a été convenu que cette extension sera réalisée sous la maîtrise d'ouvrage du Concessionnaire et qu'une participation financière lui serait versée par l'Autorité concédante, conformément aux dispositions de l'article L. 432-7 du Code de l'énergie.

En effet, à ce jour, aucun raccordement d'usager sur le linéaire de cette extension à réaliser n'est envisagé. Aucune recette commerciale n'est donc prévue pour le Concessionnaire. Dès lors, compte tenu de l'importance des investissements financiers sollicités par l'Autorité concédante et du caractère non rentable de l'opération, si une participation financière de l'Autorité concédante n'était pas versée, ces investissements ne pourraient être financés.

**Ceci étant exposé, il a été convenu entre les Parties ce qui suit :**

## **ARTICLE 1<sup>ER</sup> – OBJET**

Le présent avenant a pour objet de :

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

## **ARTICLE 2 – DESCRIPTION DES OUVRAGES D'EXTENSION A REALISER PAR LE CONCESSIONNAIRE**

Les caractéristiques des ouvrages d'extension qui seront réalisés par le Concessionnaire sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon sont les suivantes :

- Canalisations : Type polyéthylène haute densité (PEHD) Diamètre 125 Pression 4 bars
- Linéaire à construire : 926 ml (raccordement d'un poste GRDF)

Le tracé prévisionnel des ouvrages à réaliser sont décrits en annexe n° 1.

Les plans définitifs et les longueurs réelles seront ceux arrêtés après la réalisation des canalisations.

## **ARTICLE 3 – MODALITES DE REALISATION ET D'EXPLOITATION DES OUVRAGES D'EXTENSION**

### **Article 3.1 – Réalisation des ouvrages**

Le Concessionnaire réalise les ouvrages d'extension décrits en annexe n°1 conformément aux règles fixées par la Convention et, plus généralement, conformément aux règles en vigueur applicables à l'établissement d'ouvrages de distribution de gaz naturel.

Le Concessionnaire fait son affaire de l'obtention de l'ensemble des autorisations requises, en application du cadre juridique en vigueur, pour procéder à l'installation des ouvrages décrits en annexe n° 1.

Le Concessionnaire débutera les travaux dans un délai de 90 jours à compter de la demande formulée par l'autorité concédante par courrier avec accusée de réception.

Le Concessionnaire doit achever les travaux au plus tard le 30 juin 2024.

Le Concessionnaire fournira à l'Autorité concédante dans un délai d'un (1) mois suivant la mise en service des ouvrages :

- Les dates de mise en service des ouvrages pour chaque extension,
- Les plans détaillés des ouvrages,
- Les inventaires techniques des ouvrages mentionnant les linéaires réellement construits,
- Les procès-verbaux des contrôles avant mise en service,
- Les factures.

### **Article 3.2 – Exploitation des ouvrages**

Une fois réalisés, les ouvrages seront exploités par le Concessionnaire conformément aux règles fixées par la Convention et plus généralement, conformément aux règles en vigueur applicables à l'exploitation des ouvrages de distribution de gaz naturel, sous réserve des dispositions spécifiques du présent avenant.

Le Concessionnaire assure notamment l'ensemble des obligations attachées à sa qualité d'exploitant de réseau, dont celles découlant des dispositions des articles L554-1 et R554-1 et suivants du code de l'environnement. Elle renseigne par conséquent le Guichet Unique et répond aux Déclarations de Travaux (DT) et Déclaration d'Intention de commencer les Travaux (DICT).

### **ARTICLE 4 – STATUT DES OUVRAGES REALISES**

Les ouvrages à réaliser par le Concessionnaire en vertu du présent avenant relèvent des ouvrages concédés au sens de l'article 2 du cahier des charges de concession.

Ils constituent des biens de retour appartenant au SDEC ENERGIE, conformément à ce que prévoit l'article 3 du cahier des charges de concession.

A ce titre, les informations techniques, patrimoniales et cartographiques figureront notamment dans les plans du réseau concédé et dans les données d'inventaire qui sont communiquées annuellement à l'Autorité concédante, conformément au cadre juridique applicable et à la Convention et conformément aux stipulations de l'article 5 ci-après.

## **ARTICLE 5 – OBLIGATIONS SPECIFIQUES DU CONCESSIONNAIRE AU TITRE DES OUVRAGES REALISES EN APPLICATION DU PRESENT AVENANT**

### **Article 5.1 - Obligations comptables et financières du Concessionnaire**

Les ouvrages réalisés en application du présent avenant sont financés par l'Autorité concédante, ils sont assimilés à des remises gratuites de l'Autorité concédante.

La valeur brute des ouvrages réalisés en application du présent avenant et leur origine de financement sont mentionnées dans l'inventaire réalisé par le Concessionnaire et transmis annuellement à l'Autorité concédante.

La valeur brute des ouvrages réalisés en application du présent avenant augmente la valeur brute des ouvrages concédés au sens de l'article 2 du cahier des charges de concession.

Le Concessionnaire procède pour les ouvrages réalisés en application du présent avenant à des dotations aux amortissements de dépréciation.

La valeur nette des ouvrages réalisés en application du présent avenant augmente la valeur nette des ouvrages concédés au sens de l'article 2 du cahier des charges de concession.

La valeur des ouvrages réalisés en application du présent avenant, qui sont intégralement financés par la participation de l'Autorité concédante, est inscrite dans la comptabilité de la concession comme un financement du concédant et est intégrée, en conséquence, aux droits du concédant.

L'ensemble de ces informations figure dans l'inventaire transmis annuellement par le Concessionnaire à l'Autorité concédante.

### **Article 5.2 – Information de l'Autorité concédante concernant toute demande de raccordement**

Le Concessionnaire informe sans délai l'Autorité concédante de toute demande de raccordement à le tronçon réalisé au titre du présent avenant dont il est destinataire.

Sans préjudice de l'obligation d'information immédiate mentionnée à l'alinéa précédent, le Concessionnaire dresse la liste, dans le compte rendu d'activité du Concessionnaire remis annuellement à l'Autorité concédante conformément à l'article 42 du cahier des charges de concession, des demandes de raccordement reçues au titre de l'extension réalisée en application du présent avenant.

## **ARTICLE 6 – VERSEMENT ET SUIVI DE LA PARTICIPATION FINANCIERE DE L'AUTORITE CONCEDEANTE**

### **Article 6.1 – Calcul de rentabilité de l'opération**

Le Concessionnaire a estimé le montant de l'investissement nécessaire à la réalisation de l'extension dont le détail est décrit en annexe n° 2 et a réalisé un calcul du taux de rentabilité de l'opération sur une durée de 30 ans conformément aux dispositions de l'article 9.3 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la Convention de concession.

Le taux de rentabilité est entendu comme le rapport entre la somme actualisée des bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (B/I) pour établir les ouvrages décrits en annexe n° 1.

Le seuil minimal du rapport (B/I) est fixé à zéro ; le taux de rentabilité B/I est calculé comme suit :

$$B = (R - I - D),$$

où :

R est la somme des recettes des nouveaux raccordements et des recettes d'acheminement actualisées par option tarifaire ;

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

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

Le taux d'actualisation ne peut excéder 7%.

Le calcul repose sur les éléments suivants:

- consommation prévisionnelle totale sur la période de 30 ans : 0
- tarif acheminement pris en compte : ATRD 5 du 01 juillet 2021 AZ0002 et AZ0003
- montant de l'investissement net sur la période de 30 ans (en euros constants) : 125 438 € HT euros
- montant des dépenses d'exploitation sur la période de 30 ans (en euros constants) : 35 000 euros

Au terme de ce calcul, il apparaît un différentiel d'investissement nécessaire pour atteindre un ratio de bénéfice sur investissement (B/I) de : - 1, 279, soit une contribution d'un montant de de 125 438 € HT soit 150 526 € TTC, afin de ramener ce ratio à un ratio positif..

Ainsi, pour que le Concessionnaire puisse réaliser cette opération, il est nécessaire que des contributions financières du même montant, soient apportées par l'Autorité concédante.

#### **Article 6.2 – Versement d'une participation financière de l'Autorité concédante**

Compte tenu des investissements à réaliser en vue de réaliser les ouvrages prévus par le présent avenant, l'Autorité concédante versera au Concessionnaire d'un montant de 125 438 € HT soit 150 526 € TTC.

#### **Article 6.3 – Modalités de versement de la participation**

L'Autorité concédante verse la participation relative au financement des ouvrages d'extension à réaliser sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon selon les modalités suivantes :

- 20 % du montant prévisionnel de la participation visé à l'article 6.2 sont versés dans un délai maximal de 60 jours suivant la date à laquelle l'Autorité concédante est informée de la conclusion de la convention de raccordement entre GRDF et le demandeur du raccordement de l'unité de production située sur le territoire de la commune de Seulline ;
- Le solde de la participation est versé par l'Autorité concédante après achèvement des travaux par le Concessionnaire, et ce dans un délai maximal de trente (30) jours suivant la réception de la demande de versement présentée par ce dernier. Cette demande est accompagnée de l'ensemble des justificatifs des sommes acquittées par le Concessionnaire au titre des travaux réalisés.

Dans l'hypothèse où le montant des sommes réellement acquittées par le Concessionnaire au titre des travaux d'extension à réaliser sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon différerait de la somme prévisionnelle mentionnée à l'article 6.2 de la présente Convention, le montant du solde de la participation sera adapté en conséquence.

Le montant définitif de la participation de l'Autorité concédante ne pourra toutefois s'écarter de plus de 1 % à la hausse, du montant prévisionnel mentionné à l'article 6.2.

Ces contributions seront versées, par virement bancaire au crédit du compte dont les coordonnées sont les suivantes :

IBAN FR76 3000 4013 2800 0110 0281 204      BIC BNPAFRPPXXX

#### **Article 6.4 – Suivi de l'utilisation de la participation**

Conformément à l'article 10 de loi n°2000-321 du 12 avril 2000 *relative aux droits des citoyens dans leurs relations avec les administrations* et au décret n°2001-495 du 6 juin 2001 *relatif à la transparence financière des aides octroyées par les personnes publiques*, le Concessionnaire produira un compte rendu financier attestant de la conformité des dépenses affectées aux travaux visés à l'article 2 à l'Autorité concédante dans les 6 mois suivant la fin de l'exercice pour lequel la contribution a été attribuée. Ce compte rendu sera intégré dans le cadre du compte rendu annuel d'activité du Concessionnaire prévu à l'article 42 du cahier des charges de concession.

#### **Article 6.5 – Conditions de remboursement de la contribution de l'autorité concédante**

Au terme d'un délai de 8 ans à compter de la date de mise en service l'extension, un nouveau calcul de rentabilité est effectué par le Concessionnaire.

Ce calcul prend en compte :

- les valeurs réellement constatées s'agissant des investissements, des volumes de gaz acheminés, du nombre de clients sur les 8 premières années ;
- les perspectives de consommation et d'investissement des années 9 à 30 ;
- les hypothèses utilisées pour le calcul initial s'agissant du taux d'actualisation, du tarif d'acheminement applicable et du montant des dépenses d'exploitation par client.

Si le ratio B/I, hors contribution de l'Autorité concédante, est positif, le Concessionnaire rembourse à l'autorité concédante la totalité de la contribution afférente à l'extension considérée réévaluée de l'inflation constatée par l'INSEE, entre l'année de mise en service et l'année du remboursement.

Ce remboursement est effectué en une seule fois, dans un délai maximal de deux mois à compter de l'envoi d'un titre de recette par l'Autorité concédante.

#### **ARTICLE 7 – ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE**

Le présent avenant est signé par les deux Parties et transmis par l'Autorité concédante au contrôle de légalité.

Le présent avenant entre en vigueur à compter de sa notification par l'Autorité concédante au Concessionnaire, après signature et transmission au contrôle de légalité, pour la durée restant à courir de la Convention.

#### **ARTICLE 8 – REVISION ET CADUCITE DU PRESENT AVENANT**

Le présent avenant est caduc à défaut de démarrage des travaux de réalisation des installations de production de biométhane de Seulline au plus tard le 31 décembre 2023.

#### **ARTICLE 9 – ANNEXES**

Annexe n° 1 : Description des ouvrages d'extension à réaliser sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon

Annexe n° 2 : Coût de réalisation des ouvrages d'extension sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon.

Fait à Caen, en quatre exemplaires, le 5 juillet 2023.

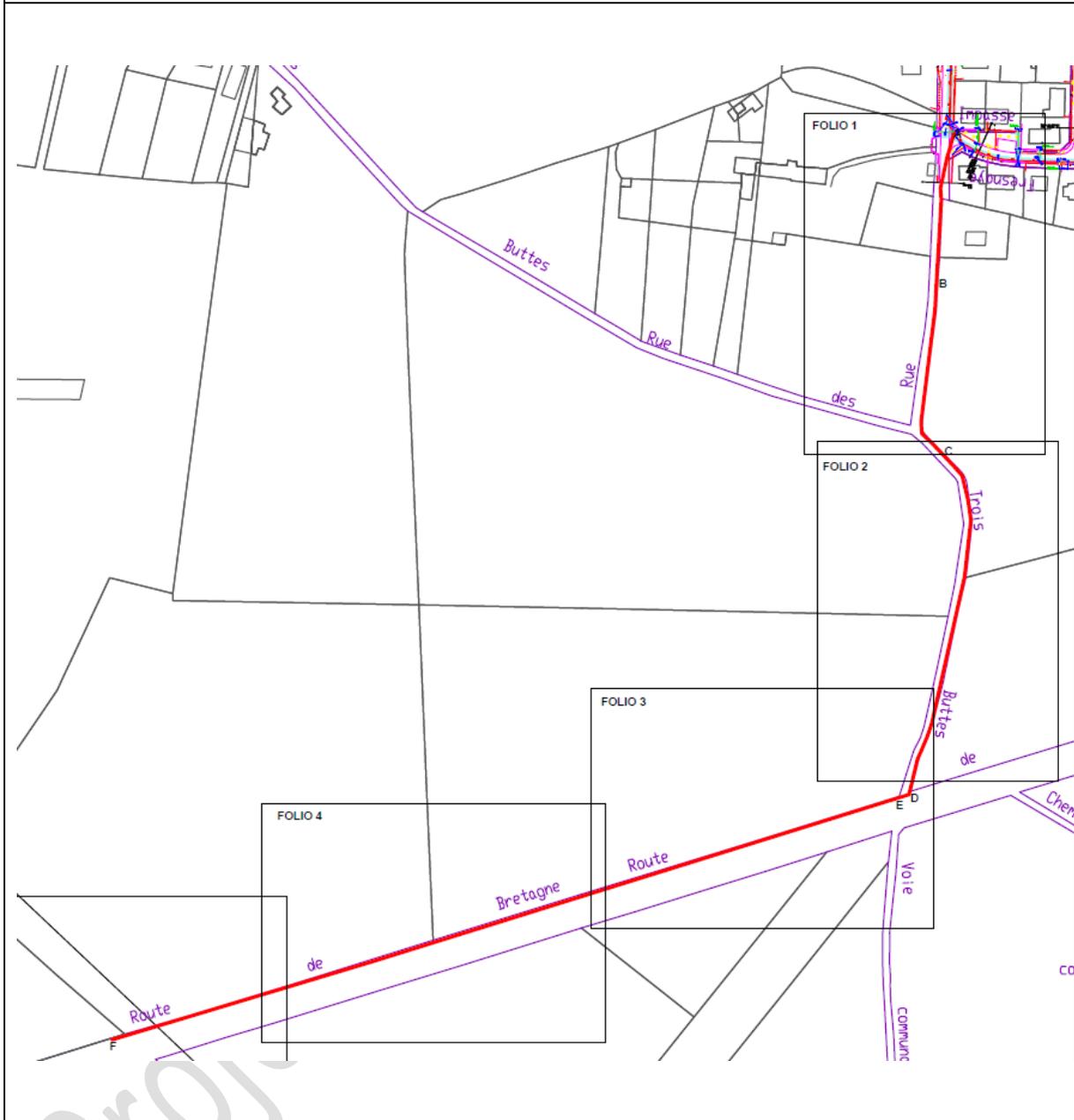
Pour le SDEC ENERGIE,  
La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Pour le Concessionnaire,  
Le Responsable du marché Délégation  
Service Public

Catherine GOURNEY-LECONTE

Franck TILLY

Annexe n°1 : Tracé prévisionnel – GRAINVILLE SUR ODON



Annexe n°2 : Coût de réalisation des ouvrages d'extension sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon.

	
<b>Bordereau extension réseau gaz</b>	
Adresse :	RD675 - Rue de Carrouges
Commune	GRAINVILLE SUR ODON
RTR en charge	W.ZOUBERT
<b>Date :</b>	<b>23/03/2023</b>

Annexe n°3: Ouvrages d'extension à réaliser sur le territoire de la commune de Grainville sur Odon														
Détail montant estimatif de l'investissement	Part fixe	Chaussée hors RD (Tout venant 0/40 + GB)		traversée RD Forage dirigé		Trottoir (Apport matériaux : tout venant 0/40)		Accotement (Apport matériaux : tout venant 0/40)		Terrain vierge		Accotement RD (1,2m de (Apport matériaux : tout venant 0/40)		Total
		ml	PU HT	ml	PU HT	ml	PU HT	ml	PU HT	ml	PU HT	ml	PU HT	
Canalisation	Prix Forfaitaire HT													
Type : PEHD	(Frais chantier, mise en gaz, DOE, essais,													
Diamètre : 125														
Pression :4 bars														
	18 116 €	91	168,90 €	0	450 €	0	112,90 €	340	92,90 €	0	82,90 €	494	122,20 €	<b>125 438,70 €</b>

PROJET



**CONVENTION RELATIVE AU RATTACHEMENT D'OUVRAGES  
DE RACCORDEMENT D'UNITES DE PRODUCTION ET D'UN  
RENFORCEMENT DE RESEAU  
FAVORISANT L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE  
ENTRE  
LE SDEC ENERGIE (AUTORITE CONCEDEANTE) 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 29 juin 2023 et transmise préalablement en préfecture le 4 juillet 2023 accompagnée des pièces du projet de convention,

Désigné ci-après : « **SDEC ENERGIE** » ou « **Autorité concédante** »,

Et

**GRDF**, société anonyme au capital de 1 800 745 000 d'Euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511 et dont le siège social est situé 6 rue Condorcet à Paris (9<sup>ème</sup>), 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

La société **AJON ENERGIE** développe un projet d'unité de production de biométhane (ci-après désigné, « l'Installation de production ») sur la commune de **LANDES-SUR-AJON** (code INSEE : 14353) et souhaite injecter le biométhane ainsi produit dans le réseau public de distribution de gaz.

De plus, un autre projet sera réalisé par la société **ENGIE BIOZ VAL D'ARRY** sur la commune de **VAL D'ARRY** (code INSEE : 14475) et souhaite y injecter le biométhane ainsi produit dans le réseau public de distribution de gaz.

Pour raccorder ces projets d'unité de biométhane, un renforcement sera nécessaire entre la commune de **VILLY-BOCAGE** (code INSEE : 14752) et la limite de la commune de **GRAINVILLE-SUR-ODON** (INSEE : 14311) pour se rattacher au réseau Gaz d'Antargaz.

Le réseau de distribution le plus proche permettant l'injection de biométhane est situé sur la commune de **VILLY-BOCAGE** (code INSEE : 14752), qui a transféré sa compétence au **SDEC ENERGIE**. Ce réseau de distribution a été concédé à **GRDF** par un contrat de concession (ci-après « la Concession de distribution signé le 15 Décembre 1997 pour une durée de trente ans.

Afin de pouvoir atteindre le réseau public de distribution de gaz situé sur la commune de **VILLY-BOCAGE**, les ouvrages de raccordement de l'Installation de production et de renforcement traverseront les communes de **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**. 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 **VAL D'ARRY** et **LANDES-SUR-AJON**, les Parties entendent rattacher les ouvrages de raccordement réalisés sur ces communes au réseau de distribution situé sur la commune de **VILLY-BOCAGE**.

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 **VILLY-BOCAGE**.

- 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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON** 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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**, 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 raccordement, objets de la Convention (ci-après « **les Ouvrages** ») sont décrits ci-après :

- MPC pression 10 bars en PE (polyéthylène) de Diamètre 160
- Longueur :
  - **VAL D'ARRY** (code INSEE : 14475) : 3 750 mètres
  - **LANDES-SUR-AJON** (code INSEE : 14353) : 3 730 mètres
- Un poste d'injection (comprenant comptage, odorisation et contrôle de qualité gaz) sur la commune de **LANDES-SUR-AJON**
- Un poste d'injection (comprenant comptage, odorisation et contrôle de qualité gaz) sur la commune de **VAL D'ARRY**

Les ouvrages de renforcement, objets de la Convention (ci-après « **les Ouvrages** ») sont décrits ci-après :

- MPC pression 10 bars en PE (polyéthylène) de Diamètre 160
- Longueur :
  - **VAL D'ARRY** (code INSEE : 14475) : 6 880 mètres
- Un poste d'interface/détente à la limite de commune **VAL D'ARRY** et de **GRAINVILLE-SUR-ODON**

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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**, 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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**, 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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**.

### **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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**, 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 **VAL D'ARRY** et de **LANDES-SUR-AJON**.

### **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 2028, 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 5 juillet 2023.

En quatre exemplaires originaux,

**Pour le SDEC ENERGIE**

**La Présidente**

**Pour GRDF**

**Le Délégué Concession Nord-Ouest**

**Catherine GOURNEY-LECONTE**

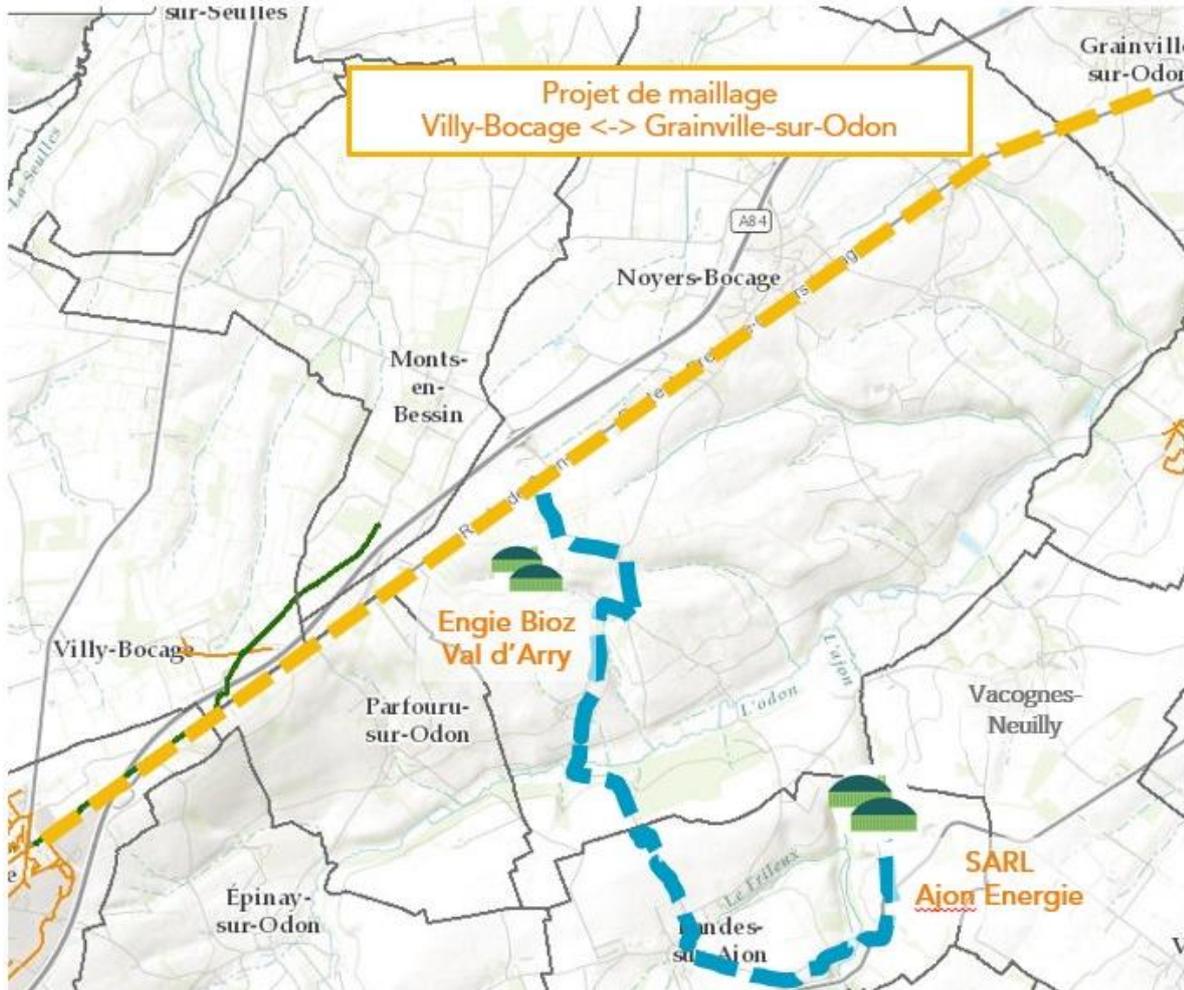
**Vincent CHEVALLIER**

Tracé indicatif tel que visé à l'article 2 de la Convention :

Renforcement : RE2-2102728 

Raccordement LANDES-SUR-AJON : RE2-2202275 

Raccordement VAL D'ARRY : RE2- en cours de création 





**CONVENTION RELATIVE AU RATTACHEMENT D'OUVRAGES  
DE RACCORDEMENT D'UNITE DE PRODUCTION  
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 29 juin 2023 et transmise préalablement en préfecture le 4 juillet 2023 accompagnée des pièces du projet de convention,

Désigné ci-après : « **SDEC ENERGIE** » ou « **Autorité concédante** »,

Et

**GRDF**, société anonyme au capital de 1 800 745 000 d'Euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511 et dont le siège social est situé 6 rue Condorcet à Paris (9<sup>ème</sup>), 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

La société **SAS AGRI METHA VERT** développe un projet d'unité de production de biométhane (ci-après désigné, « l'Installation de production ») sur la commune de **ETREHAM** (code INSEE : 14256) et souhaite injecter le biométhane ainsi produit dans le réseau public de distribution de gaz.

Le réseau de distribution le plus proche permettant l'injection de biométhane est situé sur la commune de **BAYEUX** (code INSEE : 14047), qui a transféré sa compétence au **SDEC ENERGIE**. Ce réseau de distribution a été concédé à **GRDF** par un contrat de concession (ci-après « la Concession de distribution signé le 15 Décembre 1997 pour une durée de trente ans.

Afin de pouvoir atteindre le réseau public de distribution de gaz situé sur la commune de **BAYEUX**, les ouvrages de raccordement de l'Installation de production traverseront les communes d'**ETREHAM**, **MAISONS** (code INSEE : 14391), et **SULLY** (INSEE : 14680), et. Ces communes qui ne disposent pas d'un service public de distribution de gaz sur leur territoire, ont confié leur compétence d'autorités organisatrices de la distribution de gaz au **SDEC ENERGIE**.

En l'absence d'un service public de distribution de gaz sur les communes d'**ETREHAM**, **MAISONS**, et **SULLY**, les Parties entendent rattacher les ouvrages de raccordement réalisés sur ces communes au réseau de distribution situé sur la commune de **BAYEUX**.

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 **BAYEUX**.
- 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 d'**ETREHAM, MAISONS et SULLY** 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 d'**ETREHAM, MAISONS et SULLY** 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 raccordement, objets de la Convention (ci-après « **les Ouvrages** ») sont décrits ci-après :

- MPC pression 10 bars en PE (polyéthylène) de Diamètre 160
- Longueur :
  - **SULLY** (code INSEE : 14680) : **1 885** mètres
  - **MAISONS** (code INSEE : 14391) : **4 082** mètres
  - **ETREHAM** (code INSEE : 14256) : **2 000** mètres
- Un poste d'injection (comprenant comptage, odorisation et contrôle de qualité gaz) sur la commune d'**ETREHAM**

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 d'**ETREHAM, MAISONS et SULLY**, 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 d'**ETREHAM**, **MAISONS** et **SULLY**, 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 d'**ETREHAM**, **MAISONS** et **SULLY**.

#### 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 d'**ETREHAM**, **MAISONS** et **SULLY**, 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 d'**ETREHAM**, **MAISONS** et **SULLY**.

#### 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 mai 2028, 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 5 juillet 2023.

En quatre exemplaires originaux,

**Pour le SDEC ENERGIE**

**La Présidente**

**Pour GRDF**

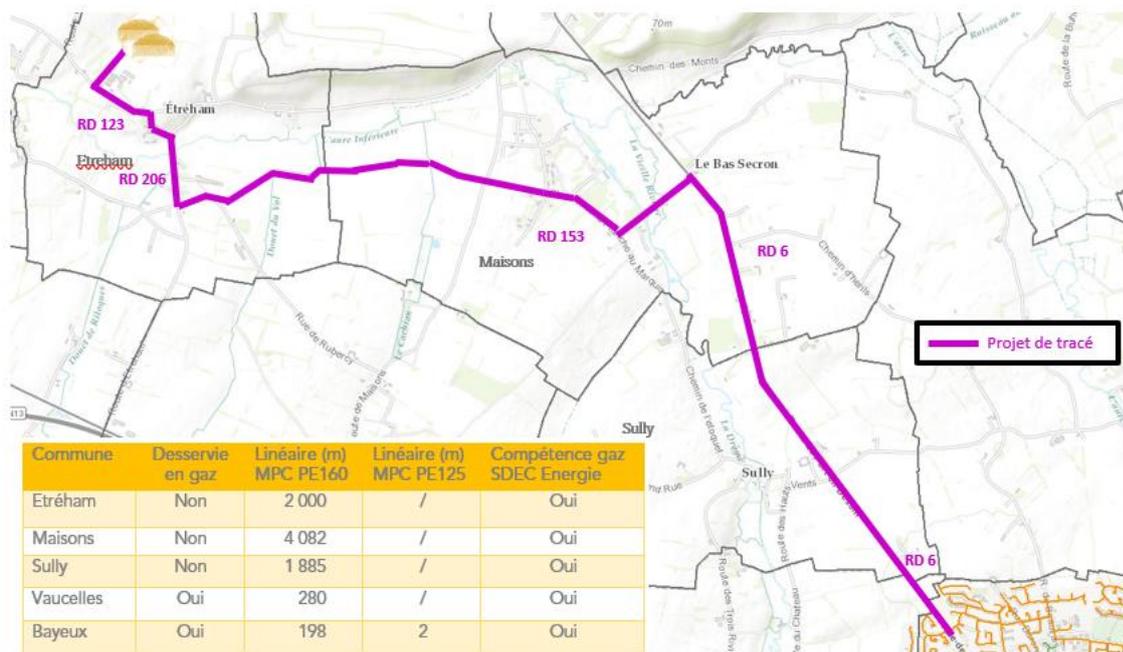
**Le Délégué Concession Nord-Ouest**

**Catherine GOURNEY-LECONTE**

**Vincent CHEVALLIER**

Tracé indicatif tel que visé à l'article 2 de la Convention :  
RE2-2200400

### Projet de tracé pour le raccordement de l'unité de méthanisation située à Etréham



Commune	Desservie en gaz	Linéaire (m) MPC PE160	Linéaire (m) MPC PE125	Compétence gaz SDEC Energie
Etréham	Non	2 000	/	Oui
Maisons	Non	4 082	/	Oui
Sully	Non	1 885	/	Oui
Vaucelles	Oui	280	/	Oui
Bayeux	Oui	198	2	Oui

Projet de tracé

Réseau gaz existant

SEDEC ENERGIE	DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS du Comité Syndical du 29 Juin 2023							
------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

N° dossier	Commune	Commune historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
20AME0082	AMFREVILLE		RD 37B - RUE DU MOUTIER - RUE MESAISE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	271 585,94	70 501,47	70 501,47	
22EXT0133	MALERBE SUR AJON	BANNEVILLE-SUR-AJON	BT BAS BANNEVILLE	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	11 794,20	4 717,68	4 717,68	
22EPI0706	BAYEUX		MISE EN PLACE DE L'ECLAIRAGE POUR UN PASSAGE PIETONS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 290,45	4 232,36	3 967,84	264,52
23EPI0315			RENOUVELLEMENT LAMPADAIRES 71.004 ET 71.005 HORS SERVICES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	7 317,54	5 854,03	5 488,16	365,88
23SIL0006			RENOUVELLEMENT DE L'ENSEMBLE FEU TRICOLEUR A1 (SAUF A1FP) + A2SP , CARREFOUR DE FEUX 22	SIGNALISATION LUMINEUSE	2 488,98	1 991,18	1 866,74	124,45
23EPI0313	BENOUVILLE		TERRASSEMENT ET DEROUJAGE DES RESEAUX	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	7 189,90	5 392,43	5 392,43	
22AME0056	CABOURG		RD 513 - AVENUE GUILLAUME LE CONQUERANT	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	432 230,15	321 233,11	321 233,11	
22EPI0295	COURSEULLES-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DES BORNES 22-092-093-096 ET DEPLACEMENT DU 22-096	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 879,17	2 159,38	2 159,38	
22EPI0378	DIVES-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU STADE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	123 660,66	98 928,53	92 745,50	6 183,04
20AME0103	DOUVRES-LA-DELIVRANDE		RUE VARIN PARTIE ECLAIRAGE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	40 390,29	24 234,17	24 234,17	
22EPI0294			CREATION ECLAIRAGE DU NOUVEAU TENNIS COUVERT - HOMOLOGABLE NIVEAU REGIONAL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 247,82	20 247,82	15 185,87	5 061,96
21EXT0245	ESQUAY-NOTRE-DAME		BT BON REPOS 249-06 EXTENSION BT PRIORITE LEBRETHON	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	7 375,86	3 241,04	3 241,04	
18AME0176	FRESNEY-LE-PUCEUX		RD238 B ROUTE DE BOULON	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	163 419,86	36 969,21	36 969,21	
21AME0157	HOULGATE		D513 - ROUTE DE TROUVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	358 526,37	122 323,49	122 323,49	
23SIL0004			DEPLACEMENT DE DEUX FEUX PIETONS ET CREATION D'UN FEU VELO	SIGNALISATION LUMINEUSE	9 151,50	6 406,05	6 406,05	
21AME0087	ISIGNY-SUR-MER	ISIGNY-SUR-MER	AVENUE DE LA TOUR DU PIN	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	79 113,00	36 458,21	36 458,21	
22EXT0127	LA CAMBE		BT CARRIERES 124-14 - EXTENSION BT DEPARTEMENT DU CALVADOS	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	22 466,85	4 792,35	4 792,35	
20AME0153	ROTS	LASSON	HAMEAU DE BRAY	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	24 532,99	13 010,59	13 010,59	
21AME0136	LOUVIGNY		RUE FENITON T1	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	116 194,51	61 804,86	61 804,86	
23EPI0098	MÉZIDON VALLÉE D'AUGE	MEZIDON-CANON	RENOUVELLEMENT FOYERS +30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	84 523,09	42 261,54	42 261,54	
23EPI0099			RENOUVELLEMENT DE FOYER -30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	25 305,37	16 448,50	16 448,50	
23EPI0047			PROGRAMME 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	23 473,49	17 605,12	17 605,12	
23EPI0096			RENOUVELLEMENT FOYER + 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	11 381,08	6 828,65	6 828,65	
23EPI0097			RENOUVELLEMENT FOYER -30ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	25 358,81	19 019,11	19 019,11	
20AME0092	MONDEVILLE		RUE JEAN JAURES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	451 346,69	323 308,80	323 308,80	
17AME0063	MOULINES		RUE DU TAILLIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	36 084,49	9 021,12	9 021,12	
19AME0102	VALAMBRAY	POUSSY-LA-CAMPAGNE	BOURG	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	147 336,61	73 668,31	73 668,31	
21EXT0194	PREAUX-BOCAGE		REMPLACEMENT H61 BIJUDE 519-01 50KVA PAR PSSA 160KVA - EXTENSION BT LOT.PRIVE COURTEAM	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	21 460,70	2 234,19	2 234,19	
22EPI0855	ROTS	ROTS	ROUTE DE BAYEUX REMPLACEMENT DE 17 LAMPADAIRES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	39 224,89	31 379,91	29 418,67	1 961,24
23EXT0017	VIRE NORMANDIE	SAINT-GERMAIN-DE-TALLEVENDE-LA-LANDE-VAU	BT MAHRE 584-87 DESSERTTE BT LOT.COMMUNAL RUE ST-SEVER	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	13 459,84	6 729,91	6 729,91	
20AME0071	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE		HAMEAU DE FRANQUEVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	82 927,11	48 236,53	48 236,53	
23EPI0054	SAINT-GERMAIN-LE-VASSON		RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES EN LED R30 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	24 981,69	9 992,68	9 992,68	
22EXT0119	SAINT-MARTIN-DE-MAILLOC		BT ST MARTIN - 626-01 - VIABILISATION DE DEUX PARCELLES COMMUNALES	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	14 502,57	5 258,66	5 258,66	
21AME0059	SAINT-PIERRE-CANIVET		RD 247 - HAUT DES CESNES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	88 906,44	44 459,08	44 459,08	
22EPI0733	SAINT-PIERRE-DU-BU		REMPLACEMENT DES FOYERS EN LED DANS LE BOURG	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	28 395,06	19 876,54	19 876,54	
22EPI0761			DEPOSE D'UN CABLE EP AERIEN	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	9 230,32	5 999,71	5 999,71	
23EPI0301	SAINT-SYLVAIN		MISE EN PLACE PMV PARC DE LA VALLEE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 678,61	10 841,10	10 841,10	
22EPI0641	TROUVILLE-SUR-MER		PROGRAMME R30 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	133 678,29	80 206,97	80 206,97	
20AME0124	VARAVILLE		RUE ARTHUR MARTINE ET RUE CLEMENT HOBSON	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	110 016,21	14 657,23	14 657,23	
21EXT0227	VILLONS-LES-BUISSONS		BT EGLISE 758-05 EXTENSION BT LOT.PRIVE 'LES BAS MARQUETS'	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	13 040,58	5 216,23	5 216,23	
<b>TOTAL</b>					<b>3 107 167,98</b>	<b>1 637 747,85</b>	<b>1 623 786,78</b>	<b>13 961,08</b>

## Bilan à mi-mandat du projet stratégique 2021/2026

- Propos liminaires

Pour rappel, ce projet adopté, pour la période 2021/2026, par le Comité Syndical du 17 décembre 2020, traduit la vision des élus sur le développement du syndicat pour le mandat.

Il est structuré de plusieurs parties, notamment :

- Le contexte général, portant sur le devenir des réseaux d'énergie, l'enjeu pour notre syndicat de la transition énergétique, l'impact de la crise sanitaire et de la crise économique annoncée,
- Le plan stratégique proprement dit décliné en 5 orientations principales :
  - o Agir pour un aménagement des territoires cohérent et équitable,
  - o Être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur transition énergétique,
  - o Accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages,
  - o Renforcer les relations avec les usagers,
  - o Valoriser les données patrimoniales et énergétiques.
- Une dernière partie consacrée aux moyens à mettre en œuvre en termes de ressources humaines à mobiliser, de budget à consacrer, de partenariats à bâtir, de communication, du système d'information et de démarche qualité.

Pour rappel, la prise en compte en 2020 du contexte général de l'époque pointait notamment :

- Le **contrat de concession électricité** du Calvados confronté à sa réactualisation : second Plan Pluriannuel d'Investissement (PPI), clauses de revoyure...
- Le **gaz** à la croisée des chemins ; la « RE 2020 », limitant l'usage du gaz dans la construction neuve, pour consommer plus d'énergie moins carbonée. La filière « gaz » voit donc dans le biométhane un avenir prometteur, avec des proportions très élevées de gaz vert dans les réseaux dans les 30 prochaines années ; le renouvellement du contrat de concession historique avec GRDF, son « verdissement » prend donc toute sa dimension ; cela passe par le regroupement de tous les contrats historiques existant encore dans le département sous la même AODE, le SDEC ÉNERGIE.
- Les **réseaux de chaleur** ; qui utilisent des énergies renouvelables locales, s'insèrent naturellement dans la transition énergétique aux côtés ou en complémentarité des autres réseaux de distribution. Ils sont, à ce titre, de puissants leviers de développement territorial.

Dans ce contexte très évolutif, le syndicat a vocation à devenir le bras armé des collectivités pour accompagner la transition énergétique ; en portant des projets innovants et structurants pour les territoires : planification, massification de la rénovation énergétique, production d'énergies renouvelables ; stockage et flexibilité locale, stations de recharge et avitaillement, service public de la donnée...

Le projet stratégique traduit cette évolution de nos métiers :

- Le syndicat doit se doter des outils nécessaires à la mise en œuvre de la **planification énergétique** : parti pris a été acté d'être acteur opérationnel des PCAET et de faire de la commission consultative pour la transition énergétique (CCTE) un véritable levier pour la mise en œuvre d'une transition énergétique réussie des territoires.
- D'ici quelques années, nombre de collectivités devrait **produire de l'énergie renouvelable**. L'enjeu pour le syndicat est donc stratégique : enjeux énergétiques, aménagement du territoire, accompagnement des collectivités, ingénierie et mutualisation...
- Cette dynamique pourrait concourir au **développement de l'autoconsommation collective** et solidaire, en optimisant les factures d'énergie pour les usagers, en évitant les charges en heures de pointe, en valorisant les services de mutualisation par des agrégateurs.

- **L'expertise du syndicat en matière d'efficacité énergétique** est attendue des collectivités membres pour piloter des projets de rénovation énergétique de bâtiments publics. Cette expertise s'appuiera :
  - o Sur l'émergence de nouveaux métiers, sur le développement de nouveaux services (diagnostic, planification des actions...) jusqu'aux travaux (Moe, réception, suivi des consommations ...),
  - o Sur l'intérêt de massification des opérations pour en maîtriser les coûts, sur le levier apporté par un groupement d'achat, sur l'opportunité de changer les modes de production, de mettre en œuvre de nouvelles technologies de mesure des consommations...
- **L'éclairage public** nécessite des investissements conséquents pour moderniser le réseau avec près de 20 % du parc déjà équipé en Leds et avec un taux de développement de cette technologie à deux chiffres, le réseau d'éclairage public devrait devenir un levier de la smart city.
- La Loi d'Orientation des **Mobilités** prévoit de donner aux AODE installant et exploitant des IRVE ouvertes au public, la possibilité d'établir sur leur territoire des schémas directeurs destinés à faciliter et à accélérer le développement de la mobilité électrique, tout en veillant à assurer une couverture équilibrée pour éviter l'apparition d'une fracture territoriale durable dans ce domaine.
- Le modèle de « **territoire intelligent** » devrait se répandre très largement au cours des prochaines décennies. La gestion des données en est le socle et un enjeu stratégique. Avec le développement des smart grids, des objets connectés, des fichiers d'abonnés à l'énergie, le déploiement des compteurs Linky et Gaspar, l'installation de capteurs sur les réseaux de distribution d'électricité, de gaz ou de chaleur..., les acteurs de l'énergie, dont les AODE, disposent d'une quantité exponentielle de données, essentielles pour l'élaboration des plans climat-air-énergie territoriaux, mais aussi pour diagnostiquer les consommations énergétiques dans les territoires, pour aider à la planification des nouvelles orientations énergétiques comme les énergies renouvelables.

En moins d'une décennie, le syndicat a profondément évolué, intégrant tout un champ de compétences nouvelles au service des collectivités, essentiellement dans le domaine de la transition énergétique.

Concomitamment à ce développement, ses compétences « traditionnelles » centrées autour du réseau de distribution d'électricité se sont maintenues, voire étendues et renforcées.

**La structuration en 2020 du syndicat n'est plus adaptée** et devra être renforcée si nous voulons répondre à cette attente des communes rurales ou urbaines : en matière de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, mais aussi au travers l'émergence de nouveaux montages opérationnels : financement participatif, partenariat public/privé, adossement à une SEM voire sa création...

Ce dynamisme, traduction à la fois des attentes des collectivités et de la volonté des élus du SDEC ÉNERGIE, s'est appuyé sur une gestion financière, reposant essentiellement sur quelques lignes de force :

- Un panel de ressources financières peu étendues (TCCFE, FACÉ, redevances), dont la source principale est le réseau public de distribution d'électricité,
- Un mode de gestion très majoritairement en régie, les quelques services externalisés étant l'exception.

Il en résulte un état financier solide : pas d'emprunt direct, une capacité d'auto-financement (CAF) stable permettant de maintenir un bon niveau d'investissement et une masse salariale augmentant proportionnellement au développement des activités.

Faire reposer le développement de nos activités nouvelles sur le seul support des ressources financières actuelles pose la question de la viabilité de ce mode de financement à moyen terme, notamment, car la pérennité de nos principales ressources financières, sans être menacée, n'est pas garantie pour autant.

Cet effort pour la transition énergétique ne peut à moyen et long terme s'organiser, se financer, se mettre en œuvre qu'à partir, des deux composantes qui ont constitué jusqu'à présent son moteur : la TCCFE et le personnel du syndicat.

## Dans quel contexte, le syndicat a-t-il réellement évolué depuis 2020 ?

### ❖ Une première partie de mandat perturbé

L'élection des conseils municipaux de 2020 en mars 2020 a coïncidé strictement avec la mise en place du 1<sup>er</sup> confinement sanitaire du 17 mars au 11 mai 2020, dû à la pandémie de Covid 19.

Un deuxième confinement du 30 octobre au 15 décembre 2020, puis un troisième confinement du 3 avril au 3 mai 2021, sont venus organiser successivement la vie de chacun, mais aussi celles de nos institutions, des collectivités, des entreprises, du tissu économique et associatif...

Leurs conséquences pour la société sont profondes, diverses et se feront encore sentir pendant de nombreuses années : il y a donc un avant et un après Covid.

Le syndicat n'a pas échappé à cette réalité qui s'est traduite :

- Par la difficulté à mobiliser les élus, la dynamique « élection » n'ayant pu se mettre en place : le fort taux de renouvellement des délégués et représentants au Comité syndical nécessite habituellement des actions d'information pédagogique sur les enjeux de notre environnement professionnel, sur nos métiers, nos valeurs...
- Par l'arrêt brutal des chantiers en cours, des projets en étude, en attente de décision...qui se sont trouvés décalés de plusieurs mois, retardant de facto les opérations portées par les nouvelles équipes municipales.
- Par le développement de nouveaux modes de travail ou d'échanges : le télétravail, les visio conférences, les webinaires ... sont en quelques mois venus pallier l'obligation de distanciation et se sont substitués avec plus ou moins de bonheur aux Matinales, aux CLE et autres réunions en présentielles accompagnées du pot de l'amitié.
- Par l'absence de contact physique (on ne serre plus la main, on se parle derrière un masque...) qui isole et sépare chacun d'entre nous de l'autre).

Cette crise fut soudaine et démesurée dans son ampleur.

Le syndicat, comme beaucoup d'autres structures pendant cette période, a mobilisé toute son énergie pour retrouver le plus rapidement possible un rythme de fonctionnement en phase avec les objectifs du plan stratégique.

Il a été confronté à des réalités qui sont venues entravées cette dynamique :

- Le besoin exprimé par certains agents de reconsidérer la valeur travail (des attentes nouvelles en matière de qualité de travail, mais aussi salariales...),
- La participation des élus en baisse à toutes les réunions auxquelles ils sont conviés : Comité syndical, CLE, réunions thématiques...

Ce retour « à la normale » a par ailleurs été boosté par les plans de relance qui se sont succédés dans la précipitation le plus souvent : le syndicat y a répondu et en a été de nombreuses fois lauréat : cela nous a obligé à mobiliser nos ressources internes et les entreprises partenaires ont dû, elles aussi, s'adapter avec plus ou moins de difficultés.

La crise économique, dont les prémices sont apparues fin 2021, a pris une ampleur inédite en 2022 qui persiste jusqu'à présent. Elle a été décuplée par la guerre en Ukraine ; les tensions géopolitiques mondiales venant aggraver lourdement ce contexte général.

Ainsi, l'envolée des prix de l'énergie (allant jusqu'à + 400 % en 12 mois pour l'électricité) et des matières premières a eu comme conséquences immédiates une augmentation à deux chiffres du coût des prestations, un accroissement des délais de livraison de tous les types de fournitures, dans des proportions inimaginables... allant jusqu'à des ruptures d'approvisionnement...

Il a fallu renégocier de très nombreux contrats à la hausse (+20 à 40 %), répondre favorablement aux augmentations salariales, accepter des nouveaux délais de livraison...

Après deux ans de crises sanitaires mondiales qui ont vu l'économie s'arrêter, se rétracter et l'injection massive de capitaux dans l'économie, notamment par les banques d'Etat ... la reprise économique fut donc brutale, au point de diminuer fortement le chômage et de générer un niveau de tension sur l'emploi jamais constatée auparavant.

### ❖ **La volonté d'aller de l'avant**

Malgré toutes ces difficultés qui se sont cumulées, l'action des élus a toujours été animée par la volonté de s'appuyer sur nos forces pour rebondir et s'adapter.

Ainsi, le contrôle de la Chambre Régionale des Comptes, engagé mi 2022, a confirmé la bonne gestion du syndicat et sa solidité financière.

Les indicateurs financiers structurels (CAF, niveau d'endettement, frais de structures...) sont maîtrisés et apportent au syndicat des moyens d'action, en termes de stratégie d'aide financière, de capacité d'investissement, de développement de nouveaux services...

La prudence doit toujours rester bonne conseillère ; la réforme structurelle de la TCCFE, l'impact des communes nouvelles, les enjeux énergétiques sur le devenir des réseaux gaz et ou sur l'avenir du groupe EDF... sont autant de réalités à prendre en compte dans la stratégie d'évolution du syndicat.

Par ailleurs, l'audit organisationnel diligenté pour apporter des réponses à l'évolution de nos métiers historiques (les réseaux), à ceux en lien avec la transition énergétique, à une pyramide des âges qui conduit au renouvellement massif des équipes actuelles à moyen terme et au climat social altéré par la crise sanitaire, a permis d'apaiser les tensions et a mis en exergue les besoins de :

- Renforcer et professionnaliser l'exercice des fonctions managériales,
- Elaborer une stratégie de recrutement agile et anticipative,
- Conserver notre niveau d'expertise métiers,
- Améliorer la qualité de vie au travail.

La mise en œuvre d'un plan d'actions ambitieux est engagée dès 2023 par, notamment, le recrutement de plusieurs agents, un organigramme adapté aux enjeux du syndicat, un plan de formation managériale renouvelé, la mise en œuvre du télétravail, un plan de mobilité interne...

### ❖ **A mi-mandat, un plan d'actions bien engagé**

Chacune des 5 orientations du plan stratégique se décline en différents objectifs et plan d'actions. Entre début 2021 et mi 2023, la dynamique de réalisation est la suivante :

#### **A. Agir pour un aménagement des territoires cohérent et équitable**

- **S'attacher à maintenir une bonne qualité d'énergie électrique distribuée égale en tout point du département**
  - Mise en œuvre du 1<sup>er</sup> PPI, avec un taux de réalisation de 100 % et l'atteinte de 13 valeurs repères sur 14
  - Nette amélioration de la qualité de l'électricité distribuée :
    - Le temps de coupure « B » moyen annuel décroît de 13 min (72 min => 59 min).
    - La part du critère B climatique décroît de 14 % (34 % => 20 %).
    - 80 % des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE ≤ à 211 min soit une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

- Diminution de moitié du nombre de kilomètres de réseau BT fils nus rural, depuis 2020, résorption totale à échéance 2026 ;
  - Maintien d'un niveau élevé d'investissement pour la mise en souterrain des réseaux aériens BT (renforcement et effacement des réseaux) à 13,6 M€ annuel ;
  - Triplement des investissements en matière de raccordement électrique au réseau : 5 M€ en 2022 pour à peine 1.5 M€ en 2019.
- *Œuvrer pour un réseau gaz en phase avec les enjeux de développement des territoires, adapté à l'évolution des usages*
- 96 % des communes alimentées (142) adhérentes au SDEC ENERGIE pour 120 en 2020, 6 communes restent isolées ;
  - Mise en œuvre d'une convention avec GRDF visant notamment le développement du BIO GAZ ;
  - Ratification d'un accord de méthode permettant d'engager un processus de négociation du futur contrat de concession avec GRDF.
- *Exploiter un réseau d'éclairage public performant et innovant*
- Accroissement depuis 2020 de 8 % du parc et de 2 % du nombre de collectivités adhérentes ;
  - Renouvellement des foyers énergivores > 150 Watts
    - Programme de renouvellement des foyers > 30 ans « R30 » :
      - L'instauration des forfaits sur la base de l'âge des foyers et non plus sur le type de lampes,
      - Une enveloppe budgétaire de 1,5M€ annuel,
      - Des aides incitatives allant jusqu'à 60 %,
    - Le renouvellement des foyers > 25 ans dans le cadre du financement Fonds vert :
      - Une enveloppe budgétaire de 2,5M€ HT
      - Un taux d'aide à 40 %
  - Un tiers du patrimoine est équipé de Leds et le temps moyen d'éclairage à diminuer de 25 % pour s'établir à 1 664 heures par an contre 2 228 heures fin 2021 ;
  - Diminution régulière du taux de panne : 2,64 % en 2022 contre 4 % en 2020.
- *Développer les réseaux d'énergie en cohérence avec les projets des territoires (urbanisme et EnR)*
- Expérimentation sur le territoire de « Bayeux Intercom » pour mesurer l'impact du PCAET de la Communauté de Communes sur le réseau public d'électricité à moyen terme ;
  - Soutien technique et financier à 22 porteurs de projets de production d'énergie verte (collectivités, agriculteurs...) : 0,5 M€ aidé à 20 % ;
  - 1,5 M€ investi pour raccorder électriquement les antennes de télécommunication et contribuer à supprimer les zones blanches pour limiter la fracture numérique rural/urbain et favoriser le nomadisme des usagers ;
  - Financement partiel par le syndicat de l'ordre de 160 k€ d'un projet d'extension du réseau GAZ afin de raccorder des installations d'injection Méthane.

## **B. Être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur transition énergétique,**

- Poursuivre l'accompagnement des collectivités en matière de planification énergétique
  - 6 PCAET accompagnés dans leur phase de création et financement de l'outil Prosper pour aider tous les EPCI à définir leur stratégie de transition énergétique
  - Expérimentation de l'accompagnement « PACTE » (programme d'accompagnement des collectivités pour la mise en œuvre des PCAET) ;
  - Mise en œuvre de la feuille de route de la commission consultative pour la transition énergétique (soleil 14, trame noire, ...) : 8 actions concrètes engagées.
  
- Impulser la rénovation énergétique des bâtiments publics et massifier son déploiement
  - Mise en place des 3 niveaux de CEP (96 collectivités adhérentes au CEP1 ; 52 en CEP 2 et expérimentation du CEP 3 (sur 3 collectivités) ;
  - Financement des travaux de rénovation sur les écoles (appel à projet PROGRES / 12 collectivités aidées en 2022 pour plus de 650 000 €) ;
  - Mise en place d'un programme de renouvellement de l'éclairage intérieur des bâtiments publics (5 réalisations entre 2020 et 2022).
  
- Développer avec les collectivités des projets de production d'énergies renouvelables (électricité, biogaz, chaleur et froid...)
  - 19 installations de production photovoltaïque en exploitation ;
  - 7 installations de production de chaleur bois en exploitation technique + 1 contrat patrimonial avec l'ADEME ;
  - Expérimentation du développement d'ombrières photovoltaïques avec tiers investisseurs (8 projets identifiés : 2 MWc de puissance / 12 700 m<sup>2</sup> de panneaux / 3 M€ d'investissement) ;
  - Lancement d'une mission d'AMO (assistance à maîtrise d'ouvrage) pour la création d'une structure porteuse pour le développement de projets de production EnR de grande puissance (partenariat avec la CU) ;
  - Contribution à l'élaboration des 8 plans de zonages pour le raccordement des projets d'injection Biométhane et aide financière au raccordement des projets (160 000 € pour la réalisation de canalisation) ;
  - Participation au plan méthanisation Normandie.
  
- Favoriser les nouveaux modes de gestion de l'énergie, l'évolution des usages et la complémentarité des réseaux énergétiques
  - Candidature au programme Eff'ACTE de la FNCCR (réalisation d'étude d'effacement sur le bâtiment du syndicat, de collectivités et test du système de véhicule-to-grid avec une borne de recharge).

## **C. Accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages,**

- Se coordonner avec les politiques locales de mobilité en matière d'usages et de services apportés par les infrastructures de recharge
  - 3 conventions d'autopartage signées avec Caen la mer, la Communauté de Communes du Pays de Falaise et la commune de Trévières ;

- Mise en place d'un service d'auto partage coordonné par le SDEC ENERGIE non concluant, car cette action ne cadre pas avec les statuts actuels du SDEC ENERGIE (compétence des Autorités Organisatrices de la Mobilité). Limiter la mise à disposition des IRVE pour l'auto partage aux conventions existantes ;
  - Développement de stations VAE en cours (3 stations en service).
- Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'infrastructures de mobilité bas carbone
    - Réalisation du SDIRVE pour définir la planification du déploiement des stations de recharge pour véhicules électriques sur 2023/2027 ;
    - GAZ : étude de potentiel réalisée avec GRDF + contribution à une étude d'avitaillement bio GNV initiée sur Vire Normandie ;
    - H2 : 2 stations en service (absence d'utilisateurs, coûts d'exploitation exorbitants, pas de modèle économique viable).
  - Favoriser le développement de nouveaux services de mobilité bas carbone
    - Candidature au programme EFF\_ACTEE pour tester le modèle de l'effacement en cas de forte contrainte sur le réseau électrique avec le bâtiment du syndicat, ceux de quelques collectivités et sur une borne de recharge et mettre en place un système de vehicle-to-grid.

#### **D. Renforcer les relations avec les usagers,**

- Contribuer au développement de la citoyenneté écologique
  - Tenir compte, dans nos projets, des attentes environnementales des usagers :
    - Mise en œuvre d'une trame noire départementale ;
  - Dynamique d'échanges et de concertation entre les acteurs territoriaux ;
  - Formation des élus aux enjeux de la transition énergétique et à sa mise en œuvre :
    - 6 sessions de formation pour les PCAET et 27 ateliers de la fabrique énergétique (près de 600 participants).
- Être un acteur engagé pour réduire la précarité énergétique des usagers de l'électricité et du gaz
  - Poursuite du partenariat avec le Fonds de Solidarité Energies (FSE) ;
  - Élargissement des critères du FSE (dès 2023 ouverture du dispositif à tous les fournisseurs et toutes les énergies) ;
  - Renouvellement des conventions avec le CDHAT et SOLIHA en février 2023 :
    - 62 dossiers aidés depuis 2020, soit près de 110 000 € d'aide octroyée ;
  - Redynamisation des partenariats : octroi de 20 000 € de subventions à 3 associations caritatives.
- Développer les relations avec les usagers des services publics de l'énergie
  - Accompagnement renforcé du syndicat dans le cadre d'une réclamation collective des usagers de la concession 2008 gaz naturel Antargaz Energies relative à l'augmentation des tarifs usagers.

## E. Valoriser les données patrimoniales et énergétiques

- Se positionner comme un agrégateur des données énergétiques locales
  - Mise à disposition des collectivités de la plateforme « Kabanda » pour analyser toutes leurs consommations et dépenses énergétiques : à fin 2022, plus de 400 collectivités disposent de ce logiciel.
- Consolider nos services en matière d'information géographique
  - Mise à disposition gratuite pour l'ensemble des collectivités du Calvados de l'outil SIG MAPEO enrichi régulièrement (données réseaux, documents d'urbanisme, cartes communales, données énergétiques, cadastre, SDIS, données du CD14...);
  - Membre de la Coordination Régionale de l'Information Géographique en Normandie - CRIGE en particulier sur les thématiques DT/DICT et PCRS.

### ❖ Une seconde partie de mandat orientée sur l'essentiel

Fort de tous les efforts engagés depuis 3 ans, il importe de concentrer nos priorités au travers de 10 actions structurantes pour l'avenir :

1. Continuer à réduire progressivement les écarts de **qualité d'énergie électrique** distribuée en zones rurales par rapport à celle des zones urbaines, en particulier en renégociant certains objectifs du contrat de concession, en résorbant totalement le réseau BT fils nus en secteur rural et en soutenant l'effort de résorption en secteur urbain ;
2. Engager le processus de renégociation du **contrat-cadre de concession GRDF** en recherchant à favoriser le développement du biogaz, en structurant une politique d'investissements adaptée au contexte et en définissant des indicateurs de qualité incitatifs les plus adéquats afin d'améliorer la qualité du service rendu aux usagers ;
3. Réduire l'**impact énergétique et environnemental des installations d'éclairage public** en accentuant leur renouvellement (foyers > 100 watts et /ou > 30 ans) et en développant de nouveaux modes de gestion et d'usages... ;
4. **Accompagner les collectivités dans la maîtrise des factures énergétiques** de leurs bâtiments en encourageant le passage à l'acte dans la réalisation des travaux de rénovation énergétique (maîtrise d'œuvre ; financement lancement d'appels à projets spécifiques) ; en incitant l'adhésion du plus grand nombre de communes au CEP niveau 1 et en ayant un groupement d'achat d'énergies efficace.
5. Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergie renouvelable locale par la création d'une structure porteuse pour le **développement de projets EnR** de grande puissance, dans une logique de favoriser la consommation locale d'énergies, par la montée au capital de sociétés de projets spécifiques, notamment dans le cadre de déploiement d'ombrières ;
6. Relancer le développement des projets de production de chaleur (en cohérence avec le réseau Gaz) ;
7. Engager une réflexion sur la compétence « **contribution à la transition énergétique** » (socle pour l'accompagnement des EPCI) ;
8. Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'**infrastructures de mobilité bas carbone** ;
9. Être un acteur engagé pour réduire la **précarité énergétique** des usagers de l'électricité et du gaz ;
10. Consolider nos services en matière d'information géographique en se positionnant sur notre rôle pour la mise en œuvre d'un **Plan de Corps de Rue Simplifiée - PCRS** à échéance 2026.

Les conditions de réussite de ce plan d'action reposent sur des moyens financiers à mobiliser tout en veillant à la maîtrise budgétaire du syndicat et sur des ressources humaines en nombre et compétences adaptées à la réalisation de ces actions.