



Distribution publique de gaz en réseau concédée à **PRIMAGAZ**

Mission de contrôle 2018

Rapport de contrôle



Concessions PRIMAGAZ

CONCESSIONS PRIMAGAZ

Préambule

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, collectivité en charge de l'organisation du service public de gaz, a conclu en 2005 et en 2007, des contrats de concession avec la société **PRIMAGAZ** pour une durée de 30 ans. Les concessions ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de délégation de service public.

Le concessionnaire **PRIMAGAZ** s'est engagé à concevoir, réaliser et exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées.

Le **SDEC ÉNERGIE**, autorité organisatrice du service public de distribution du gaz, réalise chaque année un audit 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 en 2018 par le **SDEC ÉNERGIE** à partir des données communiquées par le concessionnaire **PRIMAGAZ** au titre de l'année 2017.

Les 6 communes de la DSP 2005

- ANISY
- COLOMBY-ANGUERNY (ANGUERNY)
- LAIZE-CLINCHAMPS (CLINCHAMPS SUR ORNE)
- LAIZE-CLINCHAMPS (LAIZE LA VILLE)
- SOULEUVRE-EN-BOCAGE (SAINT MARTIN DES BESACES)
- TREVIERES

Les 4 communes de la DSP 2007

- BASLY
- THUE ET MUE (CHEUX)
- LA VESPIERE-FRIARDEL (LA VESPIERE)
- ORBEC

SOMMAIRE

1. LES USAGERS.....	4
1.1. Le nombre de raccordements, de consommateurs et leur consommation	4
1.2. Les usagers par segmentation de puissance	4
1.3. Les consommations en GWh par segmentation de puissance	5
1.4. Le montant payé par an par un usager au tarif P2 consommant 15 000 kWh par an	6
1.5. Le suivi de la garantie des services	6
1.6. L'accueil	6
1.7. La solidarité	6
1.8 Bilan de la partie « usagers »	7
2. LES TRAVAUX.....	8
2.1. Le linéaire de réseau réalisé	8
2.2. Le nombre de raccordements réalisés	9
2.3. Bilan de la partie travaux	10
3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION.....	11
3.1. Le linéaire de réseau	11
3.2. Les citernes de stockage	11
3.3. Les compteurs	12
3.4. Les vannes	13
3.5. La cartographie des ouvrages	14
3.6. Bilan de la partie « ouvrages »	15
4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE	16
4.1. Les incidents constatés	16
4.2. Les causes et sièges des incidents constatés	16
4.3. La durée d'intervention de l'entreprise de maintenance sur incident	17
4.4. Les incidents majeurs	17
4.5. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages	17
4.6. La surveillance des réseaux	18
4.7. Les vérifications périodiques des compteurs par étalonnage (VPE)	19
4.8. Bilan de la partie « qualité de fourniture et sécurité »	19
5. LE CONTRÔLE AU QUOTIDIEN.....	Erreur ! Signet non défini.
5.1. Le nombre de dossiers traités, initiés et soldés	Erreur ! Signet non défini.
5.2. Bilan de la partie « contrôle au quotidien »	Erreur ! Signet non défini.
6. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE.....	20
6.1. La valeur brute des ouvrages	20
6.2. Les dépenses d'investissement (réseau + branchements)	21
6.3. La valeur nette et les amortissements des ouvrages	22
6.4. Le droit du concédant	22
6.5. Le compte d'exploitation	23
6.6. Bilan de la partie « comptabilité »	25

1. LES USAGERS

1.1. Le nombre de raccordements, de consommateurs et leur consommation

	Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Nombre de raccordements cumulés	403	418	440	427	251	268	270	290
Nombre de consommateurs cumulés	220	256	238	254	75	144	166	198
Nombre de GWh consommés dans l'année (*)	3.7	3.4	3.5	4.8	8	8,5	10,3	13.7

(*) 1 GWh=1 000 000kWh

Le nombre de raccordements baisse de 3% pour la concession 2005 (cette baisse est à considérer avec une erreur dans les données 2016 qui comptabilisaient les raccordements d'un lotissement privé sur la commune d'Anisy) et augmente de 7 % pour la concession 2007.

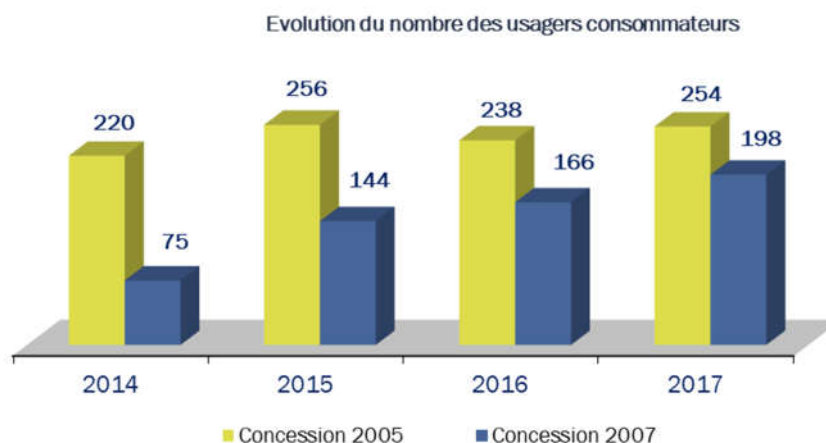
Pour les 2 concessions, le nombre d'usagers consommateurs augmente de 12%. Le concessionnaire n'a réalisé aucune démarche commerciale en 2017.

Il est à noter que le concessionnaire a transmis les données relatives aux usagers isolés ainsi que des cartes mettant en évidence leur localisation (citerne avec compteurs bénéficiant des tarifs de la DSP).

L'autorité concédante s'est interrogée sur la « non rentabilité » des raccordements au réseau de plusieurs usagers « isolés » qui sont localisés très proches du réseau. Le concessionnaire a engagé des démarches pour le raccordement de ces usagers au réseau, un retour sera fait en 2019 sur ces actions.

1.2. Les usagers par segmentation de puissance

Nombre de consommateurs	Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
P1 (0 à 9 999 kWh)	7	8	17	13	-	2	2	21
P2 (10 000 à 30 000 kWh)	130	134	127	132	37	55	87	51
P3 (30 000 à 60 000 kWh)	12	12	13	15	7	9	8	8
P4 (60 000 à 300 000 kWh)	15	41	30	33	25	71	62	111
P5 (300 000 kWh à 1 400 000 kWh)	56	61	51	61	4	4	4	4
P6 (plus de 1 400 000 kWh)	-	-	-	-	2	3	3	3
Total cumulé	220	256	238	254	75	144	166	198

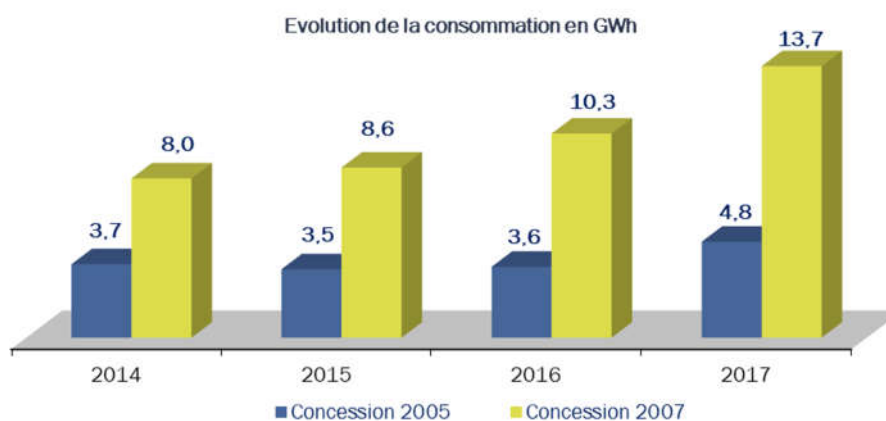


Le nombre d'usagers consommateurs augmente de +12% pour les 2 concessions : concession 2005 (+7%), concession 2007 (+19%).

En 2017, selon les données fournies en partie "usagers", 41% des raccordements de la concession 2005 et 32% de la concession 2007 sont sans consommation.

1.3. Les consommations en GWh par segmentation de puissance

Consommations en GWh	Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
P1 (0 à 9 999 kWh)	-	0.1	0.1	0.1	-	-	-	0.1
P2 (10 000 à 30 000 kWh)	1.4	1.3	1.4	1.7	0.6	0.7	0.9	1.4
P3 (30 000 à 60 000 kWh)	0.4	0.4	0.4	0.6	0.2	0.2	0.2	0.3
P4 (60 000 à 300 000 kWh)	0.7	0.7	0.7	0.9	0.6	0.6	1.1	1.6
P5 (300 000 kWh à 1 400 000 kWh)	1.1	1	0.9	1.5	1.2	0.9	0.8	0.9
P6 (plus de 1 400 000 kWh)	-	-	-	-	5.5	6.1	7.4	9.4
Total cumulé en GWh	3.7	3.5	3.6	4.8	8	8.6	10.3	13.7

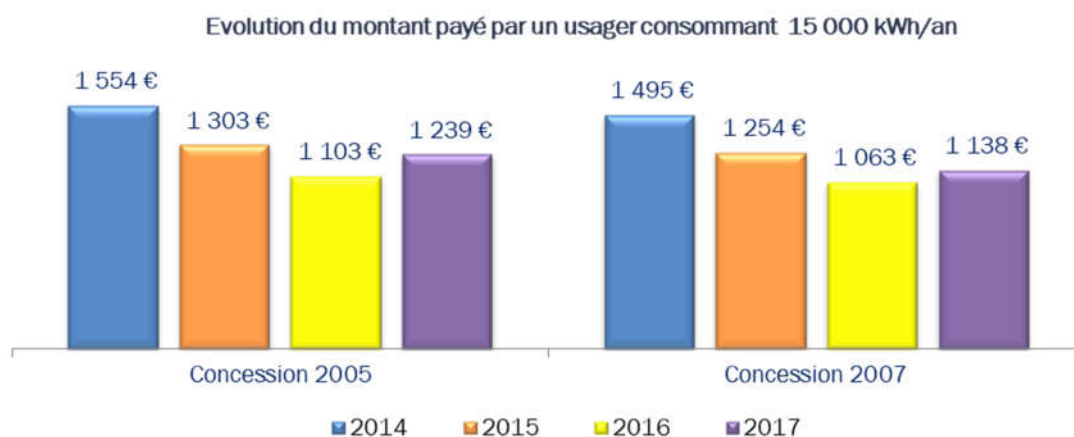


Le concessionnaire n'explique pas ces évolutions de volume.

Les éléments ci-dessous peuvent être pris en compte pour interpréter ces évolutions :

- une augmentation de 12 % du nombre d'usagers consommateurs.
- une rigueur climatique moindre en 2017 mais à considérer sur la saison de chauffe 2016/2017, 2016 dont la rigueur climatique était assez marquée.

1.4. Le montant payé par an par un usager au tarif P2 consommant 15 000 kWh par an



L'année 2017 est marquée par une hausse du montant payé par l'utilisateur résidentiel consommant 15 000 kWh.

1.5. Le suivi de la garantie des services

Engagement de délai	Délai	CONCESSIONS 2005 - 2007			
		2016		2017	
		Nombre d'actes	Non respect	Nombre d'actes	Non respect
Mise en service	2 jours ouvrés après demande	9	-	13	-
Branchement *	15 jours après acceptation du devis (paiement)	1	-	29	-
Résiliation	2 jours ouvrés après demande	29	-	26	-
Dépannage branchement	4 heures maxi après appel	-	-	-	-
Délais de réponse aux courriers des abonnés	8 jours après date visite à compter de la réception du courrier	29	-	26	-
Rendez vous	7 jours avec plage horaire de 2 heures	6	-	2	-
Résultat	Non-respect : contrepartie financière	-	-	-	-

Le suivi de la garantie des services (GDS) n'est pas réalisé par le concessionnaire.

Le concessionnaire assure respecter ses engagements de service mais ne disposerait toujours pas d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services.

1.6. L'accueil

L'agence Commerciale est située à NANTES Immeuble « Le Berlingot - Bâtiment B - Pôle d'Affaire EuroNantes Gare - 9 Rue Nina Simone - 44000 NANTES (mail : serviceclient44@primagaz.fr).

Le numéro unique pour joindre l'agence PRIMAGAZ est le : 0970 808 708, du lundi au vendredi de 8 heures à 18 heures sans interruption.

Le numéro dédié à la sécurité est le : 0 800 11 44 77.

Par ailleurs, les usagers peuvent également consulter leurs comptes, effectuer un règlement par carte bancaire, ou connaître leurs tarifs et leurs consommations en se connectant à l'espace client internet sur www.primagaz.fr dans la rubrique « Accéder à votre agence en ligne ».

1.7. La solidarité

En 2017, 2 usagers ont été coupés. Pour mémoire, le concessionnaire n'est pas soumis à la trêve hivernale mais ne couperait l'énergie qu'en cas de situation extrême pendant cette période.

Le délai moyen est de 30 jours à compter de la date de la 1ère relance jusqu'à la date de coupure effective. Le concessionnaire a par ailleurs précisé qu'il contacte systématiquement les usagers entre chaque envoi recommandé de recouvrement.

Le prestataire chargé de couper l'alimentation ne prend aucun règlement.

Si au moment de la coupure l'utilisateur veut payer pour l'éviter, le service recouvrement est contacté pour prendre le règlement.

Un chèque énergie étant un règlement, il va être pris en compte. Toutefois si la dette est supérieure au montant dû, l'utilisateur devra payer le solde par un autre moyen de paiement pour ne pas être coupé. Le prestataire n'est pas habilité à prendre le chèque lors de l'intervention de coupure, le service client est alors contacté.

1.8 Bilan de la partie « usagers »

Points forts	Le bon taux de non relève
	La communication du fichier relatif aux réclamations
Points à améliorer	La fiabilisation de la facturation des prestations
	L'utilisation perfectible des avoirs
	La non-communication au SDEC Energie de dossiers pour allouer une aide en cas d'impayé
	L'utilisation de coefficients différents de ceux fixés dans les CDC et la non transmission du projet d'avenant attendu à ce sujet.
Points négatifs	Le refus de communiquer les éléments relatifs aux usagers isolés
	Le non suivi de la garantie des services

2. LES TRAVAUX

Lors des missions de contrôle, le concessionnaire produit des fichiers récapitulant les travaux réalisés dans l'année sur les réseaux de distribution du gaz.

Lors des missions de contrôle 2014 et 2015, le concessionnaire a produit plusieurs versions des fichiers recensant les longueurs de canalisations posées à fin 2013 et à fin 2014, présentant de nombreuses corrections des linéaires établis les années précédentes. Le concessionnaire a apporté des explications globales à ces corrections (intégration par erreur de réseaux privés, recalage de plans).

Les données remises pour la mission de contrôle précédente présentaient à nouveau de nombreuses corrections des linéaires déclarés les années précédentes et le fichier des travaux réalisés en 2016 présentait des erreurs. Le concessionnaire a indiqué, lors de la mission de contrôle précédente, que les corrections ont été intégrées dans le SIG et la cartographie.

En 2018, les données présentent à nouveau des corrections de linéaires de réseau pour les communes Colomby-Anguerny (Anguerny), Anisy et Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne). Certaines données ont ainsi été modifiées jusqu'à 4 fois entre les communications de 2013 à 2018.

PRIMAGAZ explique globalement ces modifications par l'intégration des résultats de détectations de réseaux et précise que les données techniques et cartographiques sont à jour.

Les demandes du SDEC ÉNERGIE auprès du concessionnaire de :

- présenter le détail des opérations de vérification de la conformité des données transmises avec les quantités existantes sur le terrain ;
- justifier la fiabilité des données SIG permettant leur prise en compte comme base des inventaires technique et comptable, en remplacement des données précédemment fournies
- et fiabiliser toutes les informations avant leur transmission au concédant,

sont restées vaines.

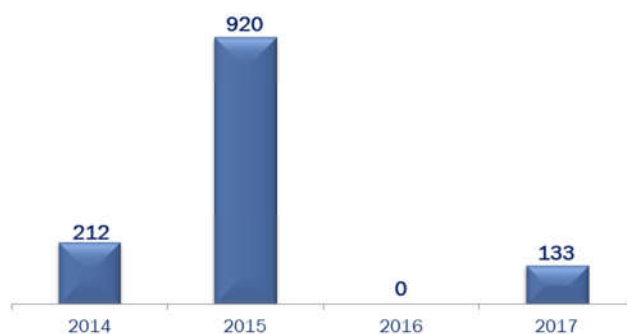
L'autorité concédante constate que le concessionnaire est dans l'incapacité de justifier en détail les corrections et écarts observés chaque année depuis la mission de contrôle 2014.

2.1. Le linéaire de réseau réalisé

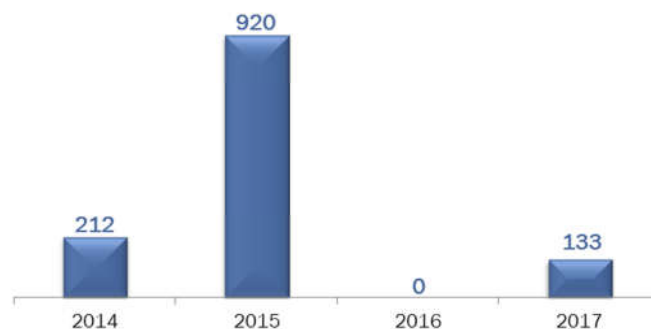
Depuis 2010 et l'atteinte des engagements contractuels de linéaire, le concessionnaire réalise moins de travaux sur les réseaux.

Longueur de canalisation posée en m hors branchement	Concession 2005				Longueur de canalisation posée en m hors branchement	Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017		2014	2015	2016	2017
Colomby-Anguerny (ANGUERNY)	-	-	-	-	Basly	-	-	-	-
Anisy	30	684	-	-	Thue et Mue (Cheux)	140	-	-	133
Laize-Clinchamps- (Clinchamps sur-Orne°)	252	-	-	-	La Vespière-Friardel (La Vespière)	-	-	-	-
Laize-Clinchamps (Laize-la-Ville)	-	-	-	-	Orbec	73	920	-	-
Soulevre en Bocage (St-Martin-des-Besaces)	-	-	-	144	Total par année	212	920	-	133
Trévières	37	-	-	-	Total cumulé	8 451	9 372	9 372	9 505
Total par année	320	684	-	144					
Total cumulé	14 337	15 021	15 021	15164					

Evolution du linéaire posé (hors branchement) par année en mètres



Evolution du linéaire posé (hors branchement) par année en mètres



Comme pour la DSP 2005, le concessionnaire a déclaré une extension du réseau de distribution de gaz (sur la commune de Thue et Mue (Cheux) de la DSP 2007).

Le concédant souhaite que le concessionnaire PRIMAGAZ intensifie ses démarches commerciale en vue de développer (densifier, voire étendre) le réseau de distribution de gaz sur les territoires qui lui sont concédés.

2.2. Le nombre de raccordements réalisés

Les données fournies du nombre de branchements créés annuellement n'ont pas été modifiées en 2016 contrairement aux linéaires de réseau de branchement.

Nombre de raccordements réalisés dans l'année	Concession 2005			
	2014	2015	2016	2017
Colomby-Anguerny (Anguerny)	-	-	-	1
Anisy	-	14	-	1
Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne)	19	-	-	-
Laize-Clinchamps (Laize-la-Ville)	-	-	-	-
Soulevre en Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	-	-	-	8
Trévières	1	1	-	-
Total par année	20	15	-	10

Ratios	2014	2015	2016	2017
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	37	37	37	37
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	65	59	63	60

Sur la concession 2005, le concessionnaire a créé 10 branchements en 2017.

Le concédant a relevé depuis plusieurs années que le nombre de raccordements déclarés par le concessionnaire en partie usagers (427 en 2017) diffère du cumul présenté en partie travaux (415 en 2017), soit un écart de -3% entre les deux sources. Le concessionnaire ne justifie pas cet état de fait.

Après une baisse progressive depuis 2009, la longueur moyenne de réseau par consommateur fluctue depuis 2014 pour atteindre 60 m en 2017, contre 63 m en 2016. Elle reste cependant élevée au regard des critères du cahier des charges. En effet, le contrat de concession indique que la rentabilité d'un branchement est atteinte pour une longueur allant jusqu'à 25 m.

Le nombre de branchements inactifs, est important sur la concession 2005. Après une diminution régulière depuis 2009, leur proportion fluctue depuis 2014 pour atteindre 39% des branchements en 2017, contre 44% en 2014 (calcul basé sur le nombre de raccordements transmis par le concessionnaire en partie "travaux").

Nombre de raccordements réalisés dans l'année	Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017
Basly	-	-	-	-
Thue et Mue (Cheux)	4	1	-	19
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1	-	-	-
Orbec	4	17	1	-
Total par année	9	18	1	19

Ratios	2014	2015	2016	2017
Longueur moyenne de réseau par branchement (consommateur ou non) en m	34	35	35	33
Longueur moyenne de réseau par consommateur en m	113	65	56	48

Sur la concession 2007, PRIMAGAZ a créé 19 branchements en 2017 sur la commune Thue et Mue (Cheux).

Il est à noter que le nombre total de raccordements présenté par le concessionnaire en partie usagers (290 en 2017) diffère toujours du cumul présenté en partie travaux (286) pour la concession 2007, soit un écart de -1% entre les deux sources. Le concessionnaire n'a pu justifier cet état de fait.

La longueur moyenne de réseau par consommateur continue de décroître pour atteindre 48m en 2017, contre 113 en 2014. Elle reste cependant élevée au regard des critères du cahier des charges. Afin d'accroître la rentabilité de la concession 2007, il est important que le concessionnaire réduise encore ce linéaire moyen.

La proportion de branchements inactifs sur la concession 2007 décroît depuis 2010. Elle atteint 31% des branchements en 2017 (contre 70% en 2014), calcul basé sur le nombre de raccordements transmis par le concessionnaire en partie "travaux".

L'année 2016 était marquée par l'activité du concessionnaire la plus faible depuis la création des concessions.

En 2017, le concessionnaire a créé un nombre de branchements comparable à celui des années 2012 et 2014. Les réunions annuelles avec les communes permettraient de recenser les projets communaux afin de préparer d'éventuelles extensions et densifications. Elles n'ont pas été organisées en 2017 par le concessionnaire.

Pour améliorer l'économie des concessions, il reste encore à diminuer :

- la longueur moyenne cumulée de réseau par consommateur, qui diminue (55m en 2017) mais reste élevée au regard des critères du cahier des charges, par des programmes actifs de densification ;
- le taux de compteurs inactifs, bien qu'en baisse sur les deux concessions, reste important (36% en 2017, calcul basé sur le nombre de raccordements transmis par le concessionnaire en partie "travaux").

2.3. Bilan de la partie travaux

Point fort	Reprise de l'activité du concessionnaire pour la création de branchements.
Point à améliorer	Fiabiliser les données avant leur transmission au concédant.
	Transmettre systématiquement les projets gaz et les études de rentabilité réalisées par le concessionnaire. Fournir des informations détaillées sur les moyens dévolus à la densification du réseau et à la gestion des branchements inactifs et reprendre l'organisation de rencontres annuelles avec les communes afin d'étudier les opportunités de densification ou d'extension pour diminuer le linéaire de branchement et le taux de branchements inactifs
Points négatifs	L'autorité concédante constate que le concessionnaire réalise à nouveau des corrections de données précédemment établies tout en étant dans l'incapacité de justifier en détail les corrections et les écarts observés chaque année depuis la mission de contrôle 2014 (hors mission de contrôle 2016).

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. Le linéaire de réseau

Concession 2005 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	Minimum prévu en 2010	2014	2015	2016	2017
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1 500	1 874	1 874	1 870	1 870
Laize-Clinchamps (Anisy)	1 300	1 638	2 322	2 651	2 230
Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne)	1 500	3 424	3 425	3 429	3 429
Laize-Clinchamps (Laize-la-ville)	1 000	2 081	2 080	2 075	2 075
Soulevre-en-Bocage (St-Martin-des-Besaces)	1 200	1 392	1 393	1 392	1 535
Trévières	3 200	3 936	3 936	3 935	3 935
Total	9 700	14 344	15 030	15 352	15 164

La concession 2005 représente 61% du linéaire de réseau exploité par PRIMAGAZ sur le périmètre des concessions du SDEC ENERGIE au 31 décembre 2017.

Concession 2007 Linéaire de réseau en m (hors branchement)	Minimum prévu en 2011	2014	2015	2016	2017
Basly (*)	700	-	-	-	-
Thue et Mue (Cheux)	700	1 230	1 230	1 229	1 362
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 500	1 777	1 778	1 777	1 777
Orbec	3 370	5 451	6 374	6 366	6 366
Total	6 270	8 459	9 382	9 372	9 505

(*) Du fait de l'indisponibilité d'un terrain pour le stockage, la commune de Basly ne possède pas de réseau gaz.

L'historique de constitution des réseaux exploitées par PRIMAGAZ fait apparaître des développements importants dans les premières années suivants la signature des contrats (en conséquence des travaux de 1er établissement) puis un ralentissement les années suivantes. Ainsi, il convient de souligner que :

- S'agissant de la DSP 2005, 87% du linéaire inventorié au 31 décembre 2017 a été posé entre 2006 et 2009 ;
- S'agissant de la DSP 2007, 88% du linéaire inventorié au 31 décembre 2017 a été posé entre 2008 et 2011.

Quelle que soit la concession considérée, les réseaux sont exclusivement exploités en moyenne pression et sont constitués en polyéthylène. On trouve de faibles linéaires répartis entre du cuivre (103 m) et de l'acier (63 m). Le concessionnaire a précisé que ces deux matériaux sont uniquement retrouvés en sortie de citerne de stockage.

3.2. Les citernes de stockage

Concession 2005 Nombre de citernes posées par type	Nombre de sites de stockage	1T6	3T2	12T	Total
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1	-	2	-	2
Laize-Clinchamps (Anisy)	1	-	3	-	3
Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne)	1	-	6	-	6
Laize-Clinchamps (Laize-la-ville)	2	3	2	-	5
Soulevre-en-Bocage (St-Martin-des-Besaces)	1	-	2	-	2
Trévières	1	-	-	1	1
Total	7	3	15	1	19

Concession 2007 Nombre de citernes posées par type	Nombre de sites de stockage	3T2	24T5	Total
Basly (*)	-	-	-	-
Thue et Mue (Cheux)	-	3	-	3
La Vespière-Friardel (La Vespière)	2	-	2	2
Orbec	-	-	-	-
Total	2	3	2	5

En fonction de l'inter distance importante entre certaines demandes d'alimentation en gaz, des réseaux séparés ont été construits sur certaines communes, nécessitant l'implantation de plusieurs sites de stockages distincts.

L'alimentation en réseau de distribution publique en propane permet ainsi de répondre à ces demandes, contrairement à un réseau en gaz naturel qui doit être jointif. 2 sites de stockages ont ainsi été construits sur les communes de Anguerny-Colomby (Anguerny - DSP 2005 - dont un site privé) et Clinchamps-Laize (Laize-La-Ville - DSP 2005).

Les réseaux de la concession 2005 sont alimentés à partir de 19 citernes réparties sur 7 sites de stockage. La capacité de ces citernes atteint 64,8 tonnes.

Les réseaux de la concession 2007 sont alimentés à partir de 5 citernes situées sur 2 sites de stockage. Leur capacité atteint 58,6 tonnes.

PRIMAGAZ n'a pas posé de nouvelle citerne sur les deux concessions depuis 2009.

Notons que les cuves les plus importantes en termes de capacité de stockage (24,5 tonnes) sont situées sur la commune de La Vespière-Friardel (La Vespière - DSP 2007). Cette grande capacité est due à de gros consommateurs dans la zone artisanale et permet également l'alimentation de la commune d'Orbec.

La contenance globale de l'ensemble des citernes posées sur les concessions PRIMAGAZ atteint 123,4 tonnes soit, en moyenne, près de 14 tonnes par site de stockage. 53% de cette capacité de stockage est localisé sur la concession de 2005.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation de 1,7 GWh. Il représente environ 23% des consommations annuelles constatées sur la concession 2005 sur les trois derniers exercices. Globalement, ces sites de stockage apparaissent nettement surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers. Les sites de stockages de la concession 2007 représentent environ 7% des consommations annuelles constatées sur cette concession sur les trois derniers exercices.

Plus de quatre citernes de stockage sur cinq (88%) sont enterrées, soit 21 des 24 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.

En lien avec les analyses réalisées sur les aspects comptables et financiers, l'inventaire des citernes de stockage reste fragile et peu exhaustif. En effet, si les années de mise en service ont été spécifiées, les années de fabrication n'ont pas été précisées. Cette situation ne semble pas dommageable à l'activité d'entretien et de maintenance des citernes par le délégataire mais vient limiter la connaissance patrimoniale de ces équipements.

3.3. Les compteurs

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. 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 relatif aux compteurs de gaz combustible).

Le nombre de compteurs fluctue à la baisse (2011 à 2014) puis à la hausse (2015-2017) pour la concession 2005 : il est passé de 206 en 2014 à 253 en 2017.

Le concédant relève que la concession 2005 présente un nombre de compteurs actifs (244) inférieur au nombre de consommateurs (254). L'écart inverse aurait pu correspondre aux compteurs improductifs. Cet écart n'est pas expliqué par le concessionnaire.

Pour la concession 2007, le nombre de compteurs augmente régulièrement depuis 2012. Il est de 198 en 2017.

Le concédant constate que le nombre de consommateurs (198) est supérieur au nombre de compteurs actifs (192). Cet écart n'est pas expliqué par le concessionnaire.

Concernant les ouvrages de raccordement, le concessionnaire fait état en 2017 de 3 684 mètres de branchements en polyéthylène pour les deux concessions. En 2016, ce linéaire était de 3 782 mètres. La diminution globale observée (- 3% du linéaire) est le fait de nouvelles corrections effectuées par le concessionnaire sur les longueurs déclarées posées les années antérieures.

Par ailleurs, il précise que les deux concessions totalisent 708 coffrets, dont 59% sur la concession de 2005. En 2017, ce sont 29 coffrets qui ont été posés (10 sur la concession 2005 et 19 sur la concession 2007).

La quasi-totalité des branchements sur réseaux exploités par PRIMAGAZ est de type « individuel » ; seuls 9 coffrets avec deux comptages ont été recensés sur les deux concessions (8 sur la DSP 2005 et 1 sur la DSP 2007).

Au total, il faut compter environ 5,2 mètres de branchements pour desservir un coffret (6 mètres pour la DSP 2005 et 4,1 mètres pour la DSP 2007).

3.4. Les vannes

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.

Concession 2005 Nombre de vannes	2014	2015	2016	2017
Colomby-Anguerny (Anguerny)	14	14	14	14
Laize-Clinchamps (Anisy)	6	6	6	6
Laize-Clinchamps (Clinchamps-sur-Orne)	19	19	19	19
Laize-Clinchamps (Laize-la-ville)	11	12	12	12
Souleuvre-en-Bocage (St-Martin-des-Besaces)	8	8	8	8
Trévières	14	14	14	14
Total	72	73	73	73
Linéaire de réseau hors branchement en m	14 344	15 030	15 352	15164
Ratio linéaire de réseau / nombre de vannes	199	206	210	208

Concession 2007 Nombre de vannes	2014	2015	2016	2017
Basly (*)	-	-	-	-
Thue et Mue (Cheux)	8	8	8	8
La Vespière-Friardel (La Vespière)	11	21	21	21
Orbec	22	13	13	13
Total	41	42	42	42
Linéaire de réseau hors branchement	8 459	9 380	9 372	9 505
Ratio linéaire de réseau / nombre de vannes	206	223	223	226

A fin 2017, le concessionnaire fait état de l'exploitation de 106 robinets de réseaux et de 9 vannes d'obturation principale en sortie de stockage. En moyenne, une vanne de réseaux est implantée tous les 213 mètres de réseaux ; valeur qui n'appelle pas de remarques particulières.

Aucune nouvelle vanne n'a été posée ni déposée depuis 2015 sur les concessions 2005 et 2007. Cependant, le nombre total de vannes, après avoir augmenté en 2016, a diminué, du fait de modifications de l'inventaire technique par le concessionnaire.

Le concédant s'étonne à nouveau de la variabilité des informations concernant les vannes répertoriées sur certaines communes, en nombre et en caractéristiques (années de pose, diamètre, localisation). Ces variations, observées chaque année depuis 2012, sont expliquées par le concessionnaire comme étant des régularisations d'inventaire.

Le SDEC ENERGIE souhaite, pour les 2 concessions, une fiabilisation pérenne du nombre des vannes, de leurs caractéristiques et de leur répartition.

3.5. La cartographie des ouvrages

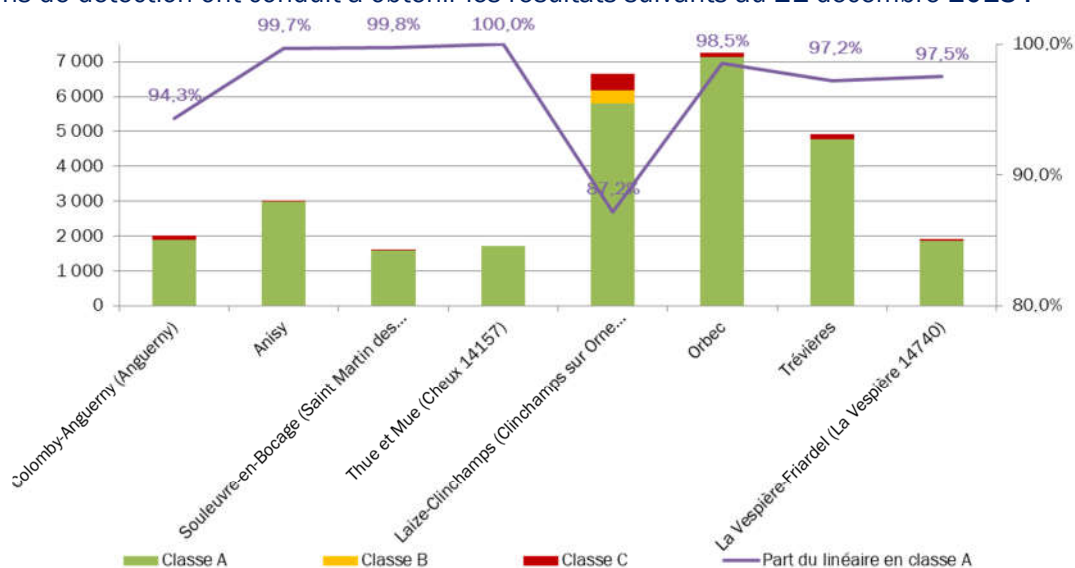
En 2009, le SIGAZ et PRIMAGAZ ont signé une convention d'échange cartographique relative aux ouvrages de distribution public de gaz posés par le concessionnaire. Cette dernière prévoit notamment que l'ensemble des plans, suite aux travaux effectués par PRIMAGAZ, doit être géoréférencé.

L'évolution de la réglementation anti-endommagement des réseaux sensibles imposent également aux exploitants de disposer d'une cartographie précise et géo-référencée des ouvrages qu'ils exploitent.

Dans ce cadre, le concessionnaire a entrepris une démarche de géo-détection des réseaux sur les communes du périmètre concédé. Les travaux, initialement entrepris sur la commune de Clinchamps-sur-Orne, se sont poursuivis en 2015 sur Trévières puis, début 2016, sur les communes d'Anisy, Cheux, Orbec, La Vespière, Anguerny, Laize-la-Ville et Saint Martin des Besaces.

Le concessionnaire a indiqué lors de la mission de contrôle 2018 que les canalisations qui n'ont pas pu être détectées en classe A (c'est-à-dire soit en classe B ou C) feront l'objet d'une nouvelle détection par notre prestataire début 2019.

Ces opérations de détection ont conduit à obtenir les résultats suivants au 21 décembre 2018 :



PRIMAGAZ s'est focalisé sur l'échéance de 2019 pour les communes situées en unités urbaines et pensait que les opérations de détection des réseaux auraient permis de les classer en A.

Cependant, les données cartographiques fournies au 9 août 2018 indiquent des linéaires restant à caractériser en classe de précision A à l'échéance du 01/01/2019 (réseaux sensibles sur les communes en unités urbaines):

- Thue et Mue (4 m en classe C sur Cheux),
- La Vespière-Friardel (47 m en classe C sur La Vespière)
- et Orbec (1 m en classe B et 106 m en classe C).

Le concessionnaire a répondu le 4 janvier 2019 : « Les canalisations qui n'ont pas pu être détectées en classe A feront l'objet d'une nouvelle détection par notre prestataire début 2019. Un devis est en cours de réalisation. Le décret n° 2018-899 du 22/10/2018 reporte l'échéance de l'obligation du concessionnaire à 2020 et vous est porté à connaissance en pièce jointe. »

Or, le décret n° 2018-899 du 22/10/2018 ne reporte pas l'échéance du 01/01/2019, mais prévoit, notamment, la possibilité pour les exploitants de réseaux de disposer d'un délai supplémentaire de 15 jours (jours fériés non-compris) pour apporter la réponse aux déclarations de travaux lorsque ceux-ci réalisent des opérations de localisation dans la zone de travaux afin de respecter les critères de précisions requis.

Cependant, l'échéance de précision en classe A des réseaux sensibles situés en unité urbaine est bien reportée au 01/01/2020 par l'arrêté du 26 octobre 2018 portant modification de plusieurs arrêtés relatifs à l'exécution de travaux à proximité des réseaux et approbation d'une version modifiée des prescriptions techniques prévues à l'article R. 554-29 du code de l'environnement.

3.6. Bilan de la partie « ouvrages »

Points d'amélioration	Un inventaire des réseaux et des ouvrages de raccordement ne présentant pas de matériaux à risque nécessitant un traitement particulier.
Points à améliorer	<p>Une représentativité technique des inventaires remise en cause en conséquence des réserves émises sur le processus d'enregistrement des actifs et compte tenu des écarts identifiés par le SDEC ENERGIE avec la cartographie tenue à jour par l'exploitant.</p> <p>Fiabiliser les données avant leur transmission au concédant (cohérence entre inventaires technique, cartographique et comptable) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - canalisations posées (années de pose et caractéristiques), - compteurs et vannes (localisation, quantités et caractéristiques), - citernes de stockage (années de fabrication) - inventaire cartographique... <p>Un manque de lisibilité sur l'état (actif, inactif ou improductif) des raccordements en fin d'exercice. Cet aspect serait de nature à mieux éclairer les capacités de raccordements du concessionnaire et à permettre de mieux appréhender les résultats des actions de promotion de l'usage du gaz par le concessionnaire.</p>
Point négatif	Après plusieurs missions de contrôle portant sur ce sujet, l'autorité concédante constate que le concessionnaire est dans l'incapacité de justifier en détail les écarts observés les années précédentes.

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET LA SECURITE

4.1. Les incidents constatés

	Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Incidents sur ouvrage en concession	10	3	5	4	7	5	2	3

Sur l'ensemble des 2 concessions, 9 signalements ont été enregistrés par le concessionnaire en 2017 dont 7 sur les ouvrages en concession.

A la demande du concédant, l'ensemble des incidents a été analysé de la même manière par le concessionnaire, qu'elle que soit leur origine, appels de tiers ou visite de contrôle des réseaux. Le concessionnaire compte 1 seul incident détecté lors des visites annuelles en 2017, contre 3 en 2016. Il s'agit essentiellement de matériel à renouveler (charnières, portes de coffrets). En 2017, c'est un joint défectueux qui a été changé.

4.2. Les causes et sièges des incidents constatés

		Concession 2005				Concession 2007			
		2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Cause des incidents sur ouvrage en concession	Fuite de gaz sans incendie	3	-	-	2	3	2	-	1
	Manque de gaz sans fuite	-	-	1	1	-	-	-	-
	Odeur due autre que le gaz	-	-	-	1	-	-	1	1
	Autre	6	4	2	-	3	3	-	1
	Baisse de pression	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dommages sur ouvrage	1	-	-	-	1	1	-	-
Équipement défectueux									
Siège des incidents sur ouvrages en concession	Vanne	1	-	1	-	-	-	-	1
	Réseau	4	2	3	-	3	3	2	1
	Branchements	3	-	-	2	3	1	-	1
	Stockage	2	1	2	2	1	1	-	-

Les dispositions réglementaires applicables en la matière¹ 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'archivage et d'interpréter ces informations.

Ainsi, si le volume d'incidents affectant les biens concédés apparaît maîtrisé, un examen approfondi de la procédure d'enregistrement des signalements d'incidents potentiels ou avérés apparaît nécessaire. Par ailleurs, de façon générale, il serait nécessaire de disposer d'une traçabilité systématique et structurée de la nature de l'équipement effectivement en défaut lors de la survenue d'un incident (régulateur, détenteur, robinets...).

Parmi les 9 procédures de signalements enregistrées en 2017, 7 sont déclarées par le concessionnaire comme ayant concerné les ouvrages exploités par PRIMAGAZ. Les ouvrages concernés par ces 7 incidents sont, d'après les déclarations du concessionnaire, le réseau (1 incident), les ouvrages de stockage (2 incidents), les branchements (3 incidents) et une vanne (1 incident). Les ouvrages de stockage n'étant pas considérés comme ouvrage en concession, il reste donc 5 ouvrages concédés qui auraient effectivement été concernés par un incident.

La survenue de ces incidents a eu pour conséquence d'interrompre la fourniture de gaz chez un seul usager alimenté par PRIMAGAZ.

¹ 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

4.3. La durée d'intervention de l'entreprise de maintenance sur incident

Historique des interventions (durée entre l'appel et l'arrivée sur site)		2014	2015	2016	2017
Concession 2005	Durées moyennes	00:56	00:33	01:50	04:21
	Nombre	3	1	5	2
Concession 2007	Durées moyennes	01:19	02:49	Sans Objet	01:00
	Nombre	3	2	-	5
Total des 2 concessions	Durées moyennes	01:08	02:04	01:50	01:57
	Nombre	6	3	5	7

Par ailleurs, notons que sur les 9 signalements :

- 7 signalements ont entraîné l'intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence SUR. Notons que, contrairement à ce qui est prévu à l'article 25 du contrat de concession, le concessionnaire n'a pas avisé les maires des communes concernées et le Syndicat. Cette communication fait l'objet d'une demande récurrente du concédant. Dès lors, il sera nécessaire de s'assurer à l'avenir du respect des engagements contractuels en la matière ;
- 2 signalements ont été effectués par les services du SDIS. Dans les 2 cas, le concessionnaire n'était pas concerné.

Le délai moyen d'intervention, entre les appels de tiers et l'arrivée sur site, est passé en moyenne de 2h04 pour les 2 concessions en 2015 à 1h57 en 2017. Il est à noter que le nombre d'interventions est relativement faible.

Une intervention d'urgence a entraîné un délai particulièrement long (plus de 7heures) sur la concession 2005. Le concessionnaire interrogé sur ce point a précisé qu'il s'agissait d'une demande de RDV du client pour une intervention d'entretien non relative à la sécurité des personnes, des biens ou de l'environnement.

Le concessionnaire a communiqué son nouveau délai contractuel vis-à-vis des entreprises d'intervention d'urgence (entre l'heure d'émission de l'appel vers le prestataire et l'heure d'arrivée sur le lieu d'intervention) et ses objectifs nationaux :

- intervention en moins d'1h dans 80% des cas,
- intervention en moins d'1h30 dans 95% des cas
- et 100% en moins de 2h.

Localement, 33% des interventions d'urgence réalisées en 2017 ont eu lieu en moins d'une heure.

Par ailleurs, la convention d'intervention et de coordination en cas d'incident ou d'accident gaz en distribution publique signée entre PRIMAGAZ et le SDIS du Calvados le 19/04/2007 est obsolète.

Le concessionnaire a précisé, lors de la mission de contrôle 2018, qu'il allait mettre à jour cette convention avec le SDIS en 2019 et qu'une formation technique et sécuritaire des installations en concession lui sera proposée dans le courant du 1er trimestre.

4.4. Les incidents majeurs

En 2017, aucun incident majeur n'a été constaté sur les territoires des concessions.

4.5. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages

La proportion de DICT ayant été précédée d'une DT augmente régulièrement depuis 2012. Le pourcentage supérieur à 100% présenté pour la concession 2005 s'explique par la durée de validité des DT : plusieurs DT peuvent être émises pour une même DICT

La réforme réglementaire « anti-endommagement des réseaux » (décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 modifié) impose que les déclarations d'intention de commencement de travaux (DICT) ne peuvent être réalisées que si les demandes de renseignements (DT) ont été effectuées au moment de l'étude des projets, permettant ainsi, par une bonne connaissance des réseaux existants, de limiter les accidents lors de la réalisation des

travaux. Les effets de ces dispositions se traduisent depuis 2013 par les augmentations constantes des pourcentages de DICT ayant été précédée d'une DT.

Il est demandé à PRIMAGAZ d'être vigilant concernant la sensibilisation des maîtres d'ouvrage pour la mise en place des DT et des entreprises pour la mise en place des DICT. Par ailleurs, la mise en œuvre d'une formation sur la sécurité des réseaux propane pour les entreprises de travaux intervenant sur les communes des DSP pourra être coordonnée avec le CFBP.

4.6. La surveillance des réseaux

Les ouvrages de distribution de gaz doivent faire l'objet d'une surveillance de la part de l'exploitant en conséquence des obligations réglementaires définies majoritairement par l'arrêté du 13 juillet 2000, l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression (stockages) et les dispositions contractuelles.

En 2017, l'activité de surveillance des réseaux organisée par PRIMAGAZ a été menée sur 28 356 mètres de linéaires de réseau et de branchements répartis sur l'ensemble des communes du périmètre concédé desservi, soit 9 communes. Une fuite a été décelée lors de ces recherches systématiques de fuites (RSF), localisée sur le vase d'expansion dans l'armoire de détente d'un site de stockage.

Rappelons que conformément à la réglementation, l'activité de surveillance des réseaux doit être observée sur le moyen terme (4 années), voire en deçà dans le cas des réseaux mis en service dans les 12 mois.

L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle a été menée annuellement sur chaque commune dans leur quasi-intégralité.

S'agissant des branchements, ils semblent également avoir tous été surveillés en 2017 et aucune fuite n'a été détectée. Il pourrait cependant être utile d'obtenir à terme de la part du concessionnaire :

- Une distinction entre les linéaires de réseaux et les linéaires de branchements surveillés ;
- D'avantage de caractéristiques (année de pose, matériaux,...) des linéaires surveillés.

Ces informations permettraient, par exemple, de s'assurer que les ouvrages mis en service après le passage du technicien ont bien été surveillés.

Les moyens mis en œuvre pour la recherche systématique de fuites sur les canalisations de distribution assurent aussi un contrôle de l'étanchéité des robinets de réseau (vannes). La surveillance des robinets requiert toutefois un peu plus qu'une assurance de leur étanchéité. En effet, elle suppose aussi de s'assurer de leur accessibilité et de leur manœuvrabilité, tel qu'il est précisé par la RSDG. Ainsi les comptes rendus de visite de surveillance remis par le concessionnaire permettent de constater la surveillance robinets de réseaux en même temps que celles des réseaux associés.

Par l'arrêté du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression, les citernes de stockage sont soumises à des inspections périodiques ne pouvant pas excéder 40 mois, 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.

L'activité de surveillance et de maintenance réalisée par PRIMAGAZ des citernes et sites de stockage est organisée de la façon suivante :

- Des actions de contrôle des extincteurs menées par un prestataire (Desautel) ;
- Des actions d'entretien des espaces verts aux abords des citernes réalisés par un prestataire (Gagneraud) ;
- Des actions de contrôles 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.

L'ensemble des sites de stockage semble donc avoir été visité par le concessionnaire en 2017.

De façon générale, concernant les comptes rendus d'inspection mis à disposition dans le cadre de l'audit, le concessionnaire a été interrogé sur les actions restant à mener à la suite des anomalies éventuellement

identifiées. Si des actions correctives ont pu être menées, d'autres devront être constatées au cours des prochains exercices.

4.7. Les vérifications périodiques des compteurs par étalonnage (VPE)

La périodicité de vérification des compteurs 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 relatif aux compteurs de gaz combustible).

4.8. Bilan de la partie « qualité de fourniture et sécurité »

Points forts	Un volume d'incidents affectant les infrastructures concédées maîtrisé.
	L'absence de dommages aux ouvrages dans le cadre de travaux de tiers
	Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité du linéaire en exploitation
	La mise à jour prévue en 2019 de la convention d'intervention et de coordination avec le SDIS du Calvados (obsolète).

Points d'amélioration	Les informations remises par le concessionnaire mériteraient plus de clarté (notamment vis-à-vis des équipements en défaut).
	Un délai d'intervention d'urgence à surveiller. Notons par ailleurs que les communes concernées n'ont pas été alertées des interventions en cours le moment venu.
	Une traçabilité des actes de surveillance et de maintenance qui n'apparaît pas systématiquement rigoureuse.
	Une attention doit être maintenue sur les suites données aux éventuelles anomalies pouvant être identifiées dans le cadre des inspections périodiques des citernes.

5. L'ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE

5.1. La valeur brute des ouvrages

Concession 2005 Valeurs brute en k€	2014	2015	2016	2017
Réseau et branchements	1 916	1 950	2 048	2 051
Stockages	371	346	320	329
Terrains	-	-	-	-
TOTAL	2 286	2 296	2 368	2 380

Répartition de la valeur brute de la concession 2005 selon le type d'ouvrage



Concession 2007 Valeurs brutes en k€	2014	2015	2016	2017
Réseau et branchements	1 438	1 571	1 632	1 604
Stockages	325	317	263	305
Terrains	-	-	-	-
TOTAL	1 763	1 888	1 861	1 909

Répartition de la valeur brute de la concession 2007 selon le type d'ouvrage



Toutes concessions Valeurs brutes en k€	2014	2015	2016	2017
Réseau et branchements	3 354	3 520	3 680	3 655
Stockages	696	663	591	634
Terrains	0	0	0	0
TOTAL	4 050	4 183	4 271	4 289

La valeur brute des ouvrages des concessions s'élève à 4 289 k€ pour les concessions 2005 et 2007. Elle se répartit comme suit :

- Concession 2005 : 2 380 k€
- Concession 2007 : 1 909 k€

La valeur des biens de retour s'élève pour l'ensemble des biens des concessions à 3 655 k€ pour les biens de retour et 634 k€ pour les biens de reprise.

Ces données ont été recalculées par le concédant, l'audit ayant révélé les erreurs suivantes :

- certains biens propres au concessionnaire sont comptabilisés comme des biens de retour. Cette catégorie de biens n'est pas identifiée dans l'inventaire produit par le concessionnaire,
- certains biens de reprise ont été comptabilisés comme des biens de retour ;

En 2017, on note encore que des corrections ont été apportées par le concessionnaire aux inventaires comptables. Ces corrections ont pour objet :

- le retrait de l'inventaire du réseau du lotissement du Clos de l'Hermitage (commune d'Anisy) s'agissant pour le concessionnaire d'un réseau privé;

- des corrections de quantité d'ouvrage (notamment afin de mettre en conformité l'inventaire comptable et technique), des changements de nature d'ouvrage, des variations de valeur, des changements de communes.

Le concédant souligne que le concessionnaire présente un inventaire comptable sans quantité d'ouvrage pour les canalisations ce qui est non conforme aux dispositions du Cahier des Charges et a sollicité à nouveau, le retraitement de la base comptable pour le prochain exercice.

Le concédant souligne que ces erreurs et ces corrections en chaîne, empêche le SDEC ENERGIE d'appréhender pleinement et objectivement le patrimoine qu'elle concède à Primagaz.

5.2. Les dépenses d'investissement (réseau + branchements)



Toutes concessions en k€	2014	2015	2016	2017
Réseau et branchements	92	137	76	36
Stockages	9	0	11	0
Terrains	0	0	0	0
TOTAL	102	137	87	36

En 2017, les dépenses d'investissement se sont élevées à 36 k€ pour l'ensemble des concessions, en retrait par rapport aux dépenses réalisées en 2016 et 2015 (87k€ et 137k€). Ces dépenses se répartissent comme suit :

- Concession 2005 : 21 K€,
- Concession 2007 : 15 K€,

Il s'agit de dépenses relatives exclusivement aux biens de retour.

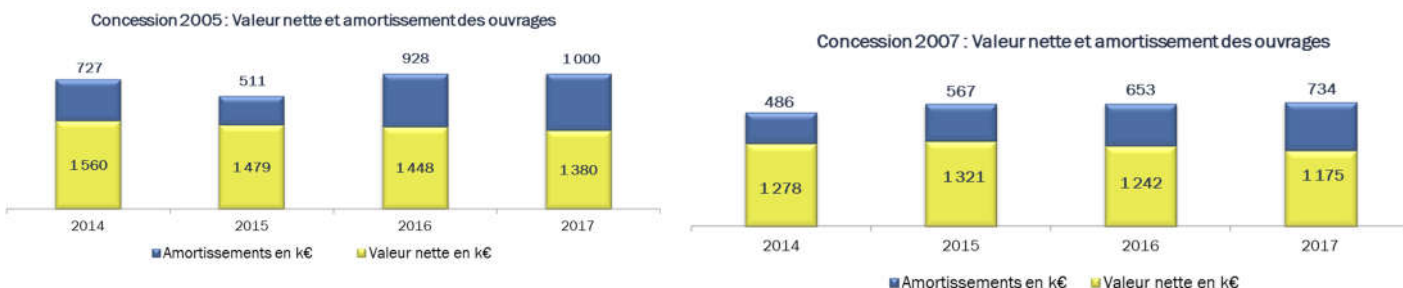
Les dépenses d'investissement ont été réalisées principalement sur les communes de Saint Martin des Besaces (21 k€) pour la concession 2005 et Cheux (12K€) Orbec (2 k€) pour la concession 2007.

Ces dépenses ont concerné des travaux d'extension situés sur le lotissement des acacias sur la commune de Saint Martin des Besaces et sur le lotissement des Charmances sur la commune de Cheux.

Le concédant note le retrait de 519 ml de réseau sur la commune d'Anisy correspondant au réseau du lotissement du Clos de l'Hermitage d'ouvrage (faisant suite à son introduction en 2016). Au terme de l'audit il s'avère que ce lotissement privé a été raccordé au réseau public sans accord du concédant.

Le concédant note l'engagement du concessionnaire de fournir pour le prochain contrôle un état des variations correspondant aux mises en services et aux sorties d'immobilisations.

5.3. La valeur nette et les amortissements des ouvrages



Toutes concessions en k€	2014	2015	2016	2017
Valeur brute en k€	2 286	2 296	2 376	2 380
Amortissements en k€	727	511	928	1 000
Valeur nette en k€	1 560	1 479	1 448	1 380
Taux d'amortissement	32%	22%	39%	42%

Le concédant relève à nouveau des erreurs dans la présentation et la computation des amortissements. Ces erreurs sont les suivantes :

1. Des erreurs de qualification de biens (des biens propres ou de reprise sont qualifiés de biens de retour) entraînant un calcul erroné de l'amortissement de caducité.
2. Le concessionnaire ne dissocie pas les amortissements de caducité et les amortissements industriels, il ne présente pas les dotations et le cumul d'amortissement pour ces deux types d'amortissements.

Ces erreurs rendent imprécis, voire erronés, les amortissements calculés par le concessionnaire.

Des actions fortes de correction des immobilisations restent indispensables pour permettre au SDEC Energie d'obtenir une lecture objective de la valeur du patrimoine qu'elle concède à Primagaz.

5.4. Le droit du concédant

Le droit du concédant correspond au droit de récupération gratuitement du patrimoine par le concédant au terme du contrat. Dans le cas d'un retour gratuit (correspondant aux biens de retour soit le réseau et branchement), le compte " droit du concédant" est crédité annuellement par la dotation aux amortissements de caducité afin de reconstituer à la fin de la concession la valeur brute d'amortissement des ouvrages.

Concession 2005 Situation au 31 décembre 2017 (en K€)		Bien de retour		Bien de reprise	Total	
		Réseau de distribution et branchements	Compteurs	Stockage		
Ensemble des biens en concession	Valeurs brutes	2 026	25	329	-	2 368
	Amortissements	692	9	299	-	921
	Valeur nette comptable	1 334	16	30	-	1 448
TOTAL Droit du Concédant (sans stockage)		1 334	16	-	-	1 350

		Bien de retour		Bien de reprise		
Concession 2007						
Situation au 31 décembre 2017 (en K€)		Réseau de distribution et branchements	Compteurs	Stockage	Terrains	Total
Ensemble des biens en concession	Valeurs brutes	1 592	12	305	-	2 368
	Amortissements	442	3	289	-	921
	Valeur nette comptable	1 150	10	16	-	1 448
TOTAL Droit du Concédant (sans stockage)		442	3	-	-	445

		Bien de retour		Bien de reprise		
Toutes concessions						
Situation au 31 décembre 2017 (en K€)		Réseau de distribution et branchements	Compteurs	Stockage	Terrains	Total
Ensemble des biens en concession	Valeurs brutes	3 618	37	634	0	4 289
	Amortissements	1 134	12	588	0	1 734
	Valeur nette comptable	2 484	2	46	0	2 556
TOTAL Droit du Concédant (sans stockage)		2 484	26	0	0	2 510

5.5. Le compte d'exploitation

Pour le concessionnaire Primagaz, seuls les frais de structure siège et agence et achat du gaz sont des charges indirectes. Toutes les autres charges sont affectées directement à la concession.

Concession 2005 : compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€
Vente d'énergie	315	257	215	293
Recettes pour interventions et service	2	2	2	1
Total recettes	317	259	217	294
	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€
Charges de l'exploitation	14	18	41	18
Dotations aux amortissements	108	89	110	76
Dotation exceptionnelle	-	-	-	-
Reprise exceptionnelle	-	-	-	-
Frais de structure	48	68	47	37
Achat de gaz	126	90	126	152
Impôts et redevances	9	10	9	11
Total dépenses	306	275	333	294
Résultat	11	-16	-116	0.104

Concession 2007 : compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€
Vente d'énergie	532	466	447	592
Recettes pour interventions et service	3	3	1	1
Total recettes	535	469	447	592
	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€
Charges de l'exploitation	8	9	13	9
Dotations aux amortissements	79	88	86	81
Dotation exceptionnelle	-	-	-	-
Reprise exceptionnelle	-	-	-	-
Frais de structure	18	100	72	52
Achat de gaz	319	260	349	388
Impôts et redevances	7	8	8	9
Total dépenses	431	465	527	539
Résultat	104	4	-80	54

Toutes concessions : compte d'exploitation	2014	2015	2016	2017
	Recettes en k	Recettes en k€	Recettes en k€	Recettes en k€
Vente d'énergie	848	723	662	884
Recettes pour interventions et service	5	5	2	2
Total recettes	852	728	664	886
	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€	Dépenses en k€
Charges de l'exploitation	22	27	54	27
Dotations aux amortissements	187	177	196	157
Dotation exceptionnelle	0	0	0	0
Reprise exceptionnelle	0	0	0	0
Frais de structure	66	168	118	89
Achat de gaz	445	350	475	540
Impôts et redevances	16	19	18	20
Total dépenses	737	740	860	833
Résultat	115	-12	-196	54

En 2017, le résultat des concessions est positif de 54K€. Ce résultat est lié à une forte augmentation des recettes de vente d'énergie (+34%) et à une légère stagnation des charges (3%).

L'augmentation des recettes de vente d'énergie est à mettre en relation avec l'augmentation, du volume consommé (34%), du nombre de consommateurs, (+12%) et des prix de vente.

Parmi les charges, on note une augmentation des frais d'achat du gaz (14%) et dans une moindre mesure des charges d'impôts et de redevance. Cette hausse est compensée par une baisse des autres charges dont les charges d'exploitation, les dotations aux amortissements et les charges de frais de structure.

60% de ces charges sont des charges indirectes. Les charges indirectes sont les charges de structure, de siège, d'achat de gaz,

On note une baisse des charges de siège et des frais de structures. Les éléments de calcul de ces charges indirectes restent opaques.

Les charges d'achat de gaz se calculent en multipliant le tonnage de gaz livré par un cout moyen qui s'établit en 2017 à 439€/T. Le concessionnaire a transmis lors du contrôle un certain nombre d'informations permettant au concédant de moins appréhender les modalités de calcul de cette charge. Si un certain nombre de questions restent en suspens le concédant souligne cette avancée notable.

Les charges de distribution progressent qu'en à elles de 5%, le concédant regrette de ne pouvoir reconstituer le cout moyen de livraison.

Les charges d'entretien diminuent fortement (-48%). Cet état de fait est lié à une baisse du poste frais de maintenance et renouvellement qui n'était pas valorisé par le concessionnaire à la date de la mission de contrôle.

Les évolutions des charges de dotation aux amortissements doivent être appréhendées avec prudence compte tenu des erreurs relevées en matière de constitution de l'amortissement.

5.6. Bilan de la partie « comptabilité »

Point d'amélioration	La mise en œuvre de corrections ponctuelles des états comptables.
	L'analyse des inscriptions comptables 2017 est satisfaisante.
	Le calcul des charges indirectes d'achat du gaz a été précisé.
Points négatifs récurrents	Des inventaires comptables présentant des incomplétudes, des imprécisions et des anomalies.
	La fiabilité des comptes d'exploitation est limitée : le Concédant peut difficilement s'appuyer sur les comptes d'exploitation présentés par le concessionnaire pour juger de l'équilibre économique des concessions.