



# Distribution publique de gaz en réseau concédée à GRDF

---

Mission de contrôle 2018  
Rapport de contrôle

Concessions GRDF

## SOMMAIRE

<b>1. LES USAGERS .....</b>	<b>3</b>
1.1. Le nombre des usagers et leur consommation .....	3
1.2. Les usagers par segmentation de puissance .....	4
1.3. Les consommations par segmentation de puissance .....	4
1.4. Les tarifs d'abonnement et d'acheminement pour le distributeur.....	5
1.5. La non relève des compteurs.....	5
1.6. Le suivi des engagements de service.....	6
1.7. Les réclamations.....	7
1.8. L'accueil de GRDF.....	7
1.9. Le bilan de la partie usagers.....	8
<b>2. LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE .....</b>	<b>9</b>
2.1. Le linéaire de réseau réalisé.....	9
2.2. Les travaux sur les branchements.....	10
2.3. Le suivi des études de rentabilité.....	11
2.4. Le suivi de la maintenance préventive et de la maintenance curative.....	12
2.5. Visites périodiques pour étalonnage des compteurs : VPE (dépose-pose de compteurs – DPC) .....	12
2.6. Evolution du nombre des compteurs à contrôler (ou déposer) dans l'année.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
2.7. Bilan de la partie travaux.....	13
<b>3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION .....</b>	<b>14</b>
3.1. Le linéaire de réseau par nature.....	14
3.2. Les branchements .....	16
3.3. L'âge moyen du réseau pour la concession 1997 .....	17
3.4. Evolution du linéaire de réseau dont l'âge est de 45 ans ou plus pour la concession 1997 .....	18
3.5. Décomposition du linéaire de réseau en fonction des décennies de pose pour la concession 1997 ...	19
3.6. Le suivi du nombre des accessoires de réseaux.....	19
3.7. La cartographie des ouvrages.....	20
3.8. Bilan de la partie ouvrages de la concession.....	21
<b>4. QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE .....</b>	<b>22</b>
4.1. Le nombre des incidents .....	22
4.2. Les sièges et causes des incidents .....	22
4.3. Les taux d'incidents par type de réseau .....	23
4.4. Les conséquences des incidents.....	24
4.5. Dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages.....	25
4.6. Les vérifications périodiques .....	25
4.7. Bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité.....	26
<b>5. CONTRÔLE AU QUOTIDIEN.....</b>	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
5.1. Les dossiers traités.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
5.2. Bilan de la partie « contrôle au quotidien » .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>6. ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE .....</b>	<b>27</b>
6.1. La valeur brute des biens de retour de reprise et biens propres .....	27
6.2. La valeur brute des ouvrages concédés.....	28
6.3. Les dépenses d'investissement.....	29
6.4. La valeur comptable des ouvrages concédés.....	31
6.5. Les droits du concédant .....	34
6.6. Le compte d'exploitation .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
6.7. Le compte de régulation.....	35
6.8. Les audits comptables spécifiques .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
6.9. Le bilan de la partie comptable .....	39

## PREAMBULE

Le SDEC ÉNERGIE, collectivité organisatrice du service public de gaz, a conclu en **1997, 2005, 2007 et 2017 (Commune de Baron sur Odon)** des contrats de concession avec GRDF, Gaz Réseau Distribution France, pour une durée de 30 ans.

Par ailleurs, Le SDEC ENERGIE s'est substitué à la commune de Maltot à compter du 20 décembre 2016 dans le cadre du contrat qui la liait à GRDF, en date du 10 juillet 2006 et pour une durée de trente ans.

Le concessionnaire GRDF 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 concédante, organise chaque année un **audit de contrôle** afin de s'assurer de la bonne exécution des cahiers des charges de concession.

Le présent rapport de contrôle est le bilan de l'analyse du compte-rendu annuel du concessionnaire et les résultats de l'audit réalisé au siège local de GRDF, en précisant que les données exploitées sont celles de **l'année 2017**.

# 1. LES USAGERS

## 1.1. Le nombre des usagers et leur consommation

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Nombre d'usagers <sup>1</sup>	61 431	61 947	85 278	<b>88 454</b>	538	596	614	<b>717</b>	54	57	60	<b>62</b>
Nombre de GWh <sup>2</sup> consommés	1 658	1 729	2 397	<b>2 259</b>	11.93	12.55	15.86	<b>15.43</b>	0.94	1.09	1.21	<b>1.09</b>

	Concession 2006 (Maltot)			
	2014	2015	2016	2017
Nombre d'usagers			99	<b>102</b>
Nombre de GWh consommés			1,64	<b>1,51</b>



Pour l'ensemble des concessions, le nombre d'usagers augmente de 4% et la consommation baisse de 6%.

La baisse des consommations trouve comme explication une rigueur climatique 2017 moins marquée qu'en 2016 mais cette remarque est à nuancer si on prend en compte la saison de chauffe complète (2016/2017). Par ailleurs, le concessionnaire a avancé comme explication de cette évolution que les logements sont de moins en moins énergivores.

<sup>1</sup> Par commodité de langage on entend par nombre d'usagers le nombre de point de comptage et d'estimation (PCE).

<sup>2</sup> 1GWh = 1 million de kWh.

## 1.2. Les usagers par segmentation de puissance

Nombre d'usagers	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
T1 < à 6 000 kWh/an	17 209	17 530	21 862	<b>23 094</b>	28	35	39	<b>67</b>	5	6	7	<b>5</b>
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	43 607	43 781	62 629	<b>64 519</b>	507	559	573	<b>648</b>	49	51	53	<b>57</b>
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	596	617	761	<b>815</b>	3	2	1	<b>1</b>	-	-	-	-
T4 > à 5 000 000 kWh/an	19	19	26	<b>26</b>	-	-	1	<b>1</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>61 431</b>	<b>61 947</b>	<b>85 278</b>	<b>88 454</b>	<b>538</b>	<b>596</b>	<b>614</b>	<b>717</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>62</b>

Nombre d'usagers	Concession 2006 (Maltot)			
	2014	2015	2016	2017
T1 < à 6 000 kWh/an			11	<b>10</b>
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an			88	<b>92</b>
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an				
T4 > à 5 000 000 kWh/an				
<b>Total</b>			<b>99</b>	<b>102</b>

Les contrats T2 représentent 73% des contrats de l'ensemble des concessions.

Il est observé une hausse du nombre de contrats T1 (+6%), en raison d'un nombre croissant de petits logements très bien isolés.

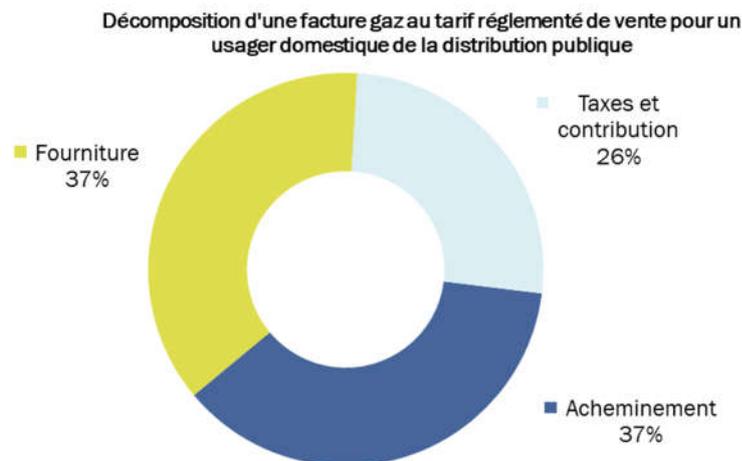
## 1.3. Les consommations par segmentation de puissance

Concession 1997 consommations en GWh	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
T1 < à 6 000 kWh/an	30	32	48	<b>45</b>	0.1	0.2	0.2	<b>0.2</b>	0.028	0.028	0.034	<b>0.015</b>
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	731	760	1 160	<b>1 073</b>	6.7	7.3	8.4	<b>8.2</b>	0.909	1.063	1.174	<b>1.074</b>
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	451	490	681	<b>638</b>	3.8	5	2	<b>1.3</b>	-	-	-	-
T4 > à 5 000 000 kWh/an	446	447	507	<b>502</b>	1.3	-	5.3	<b>5.7</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1 658</b>	<b>1 729</b>	<b>2 397</b>	<b>2 259</b>	<b>11.9</b>	<b>12.5</b>	<b>15.9</b>	<b>15.4</b>	<b>0.937</b>	<b>1.091</b>	<b>1.208</b>	<b>1.089</b>

Consommations en GWh	Concession 2006 (Maltot)			
	2014	2015	2016	2017
T1 < à 6 000 kWh/an			0,0	<b>0,0</b>
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an			1,6	<b>1,5</b>
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an			0,0	
T4 > à 5 000 000 kWh/an			0,0	
<b>Total</b>			<b>1,64</b>	<b>1,51</b>

Le volume moyen consommé par un usager T2 baisse de 13% quelle que soit la concession en 2017.

## 1.4. Décomposition d'une facture de gaz TRV



**Acheminement (Transport, stockage et distribution)** : Part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

**Fourniture** : Part du tarif réglementé de vente couvrant l'approvisionnement en gaz naturel et les coûts de Commercialisation supportés par ENGIE

Les taxes :

**CTA** : la Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.

**TVA** : La Taxe sur la Valeur Ajoutée s'applique à hauteur de :

- 5,5 % sur la part fixe (y compris la CTA) ;
- 20,0 % sur la part proportionnelle.

**TICGN** : la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel est perçue pour le compte des douanes.

Depuis le 1er avril 2014, la TICGN s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, notamment les usagers résidentiels (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). La Contribution au Tarif Spécial de Solidarité, qui permet de financer le tarif spécial de solidarité, ainsi que la contribution biométhane, qui permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, sont incluses dans la TICGN depuis le 1er janvier 2016.

Depuis le 1er janvier 2017, elle s'élève à 5,88€/MWh (elle était de 4,34€/MWh en 2016).

## 1.5. La non relève des compteurs



Il est à noter un très bon taux de non relève (2,4%) en 2017.

Le concessionnaire signale 13 redressements pour disfonctionnement de compteurs (contre 31 en 2016) et 35 redressements pour fraude et consommation sans fournisseur (contre 57 en 2016).

Le concédant reste dans l'attente du document explicatif concernant les modalités de calcul de la valorisation de la consommation de gaz naturel en cas de fraude ou de consommation sans fournisseur.

Le nombre de réclamations portant sur les données de comptage représente 45% des réclamations.

Le déploiement du compteur évolué Gazpar sur le Calvados est prévu de 2018 à 2020.

Dans le cadre du déploiement du compteur communicant « GAZPAR », le concessionnaire continue la dépose des compteurs résiliés depuis plus de 3 ans, dans le but notamment d'assainir son parc. Le concessionnaire a précisé ne pas rencontrer de problèmes particuliers dans la pose de ses concentrateurs.

## 1.6. Le suivi des engagements de service

Le catalogue des prestations, document contractuel du cahier des charges, prévoit le respect de délais d'intervention de la part de GRDF :

Engagement de :	Délai	2016			2017		
		Nombre d'actes	Non respect	% de non respect	Nombre d'actes	Non respect	% de non respect
Mise en service sans déplacement	maxi 8 semaines*	3 472	9	0%	2 955	4	0%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur	5 jours ouvrés	7 787	838	11%	8 029	882	11%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur >25m <sup>3</sup> /h	5 jours ouvrés						
Mise en service avec déplacement avec pose compteur =<25m <sup>3</sup> /h	5 jours ouvrés						
Changement de fournisseur sans déplacement	+ ou - 7 jours calendaires	3 660	9	0%	3 037	8	0%
Coupure pour impayé	10 jours ouvrés	630	-	0%	338	34	10%
Résiliation (mise hors service suite à résiliation du contrat de fourniture)	5 jours ouvrés	6 808	519	8%	7 015	667	10%
Relevé spécial hors changement de fournisseur	10 jours	186	-	0%	150	17	11%

92% des prestations sont effectuées dans les délais mentionnés au catalogue ou à la date souhaitée par l'utilisateur.

95% des raccordements sont réalisés dans le délai convenu.

A la demande de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), le concessionnaire indemnise systématiquement depuis juillet 2013 les usagers, pour délai non tenu de son seul fait :

- 94 dédommagements sont comptabilisés en 2017, contre 124 en 2016. Le montant global de ces indemnités systématiques est de 2617€ en 2016, soit une moyenne d'indemnisation de 28€.

On note une très forte baisse du nombre de coupures au nombre de 338 en 2017 (-46 %).

Le concessionnaire a indiqué que les fournisseurs procèdent de plus en plus à des résiliations qu'à des interventions pour impayé (coupure), la coupure étant réservée à des usagers qu'ils souhaitent conserver

dans leur clientèle. Par ailleurs, pour économiser sur l'abonnement, les usagers sollicitent de plus en plus fréquemment des résiliations en intersaison.

L'audit mené en 2017 avait mis en exergue des problèmes de réalimentation en gaz suite à des interventions techniques (coupures, la pose des compteurs...). Interrogé sur la mise en œuvre d'éventuelles actions correctives à ce sujet, le concessionnaire a précisé que lors des formations réalisées dans le cadre de la réorganisation des interventions, il a été rappelé aux techniciens la nécessité de déposer des avis de passage et des documents relatifs à la procédure de remise en gaz.

Cependant, le concessionnaire constate que cela reste un cas récurrent de réclamations car le document est mis dans la boîte aux lettres, ou dans le coffret, ou sous la porte... et n'est parfois pas vu par l'utilisateur. Ces réclamations peuvent s'intensifier avec le déploiement du compteur Gazpar.

## 1.7. Les réclamations



Les usagers de la concession ont présenté 259 réclamations (+13% par rapport à 2016).

- 71% des réclamations sont adressées aux fournisseurs par les usagers,
- 29% des réclamations sont adressées au distributeur et saisies dans SIAD (Système Information Accueil Distributeur). Le concessionnaire a précisé que cela concerne les réclamations orales, téléphoniques et saisies en ligne.
- 17% des réclamations sont saisies en ligne.

Les réclamations portent au principal sur les données de comptage (45%) et la réalisation des prestations (40%).

Le délai de traitement des réclamations en 2017 est toujours très bon :

- Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires : 97%,
- 100 % des réclamations sont traitées dans les 30 jours calendaires.

2 réclamations ont été portées devant les instances du médiateur de l'énergie.

## 1.8. L'accueil de GRDF

Les accueils "Gaz Naturel Raccordement et Conseils" :

Agence Gaz Naturel Raccordement et Conseil

BP 87

76 250 DEVILLE LES ROUEN"

Numéro téléphonique : 09.69.36.35.34 (numéro Cristal, appel non surtaxé)

Ces accueils sont dédiés à tous les usagers, promoteurs, partenaires et fournisseurs. Ils traitent l'ensemble des activités allant de la promotion du gaz naturel jusqu'à la mise en service du raccordement du client. Ce numéro téléphonique est opérationnel de 8h à 17h sans interruption méridienne.

GRDF Urgence Sécurité Gaz :

GRDF dispose d'un numéro unique "GRDF Urgence Sécurité Gaz" pour la sécurité et le dépannage gaz naturel accessible 24h/24h et 7j/7j. Un technicien intervient gratuitement dans les plus brefs délais.

Numéro téléphonique : 0.800.47.33.33 (appel gratuit depuis un poste fixe)

Réception des appels : le premier maillon de la chaîne de sécurité

- Lorsqu'un tiers appelle afin de signaler une odeur ou un manque de gaz, son appel est pris en charge par l'Urgence Sécurité Gaz qui qualifie l'appel et transmet les données aux équipes d'intervention,
- Plus d'un million d'appels sont ainsi traités chaque année par les 140 salariés des 3 sites de TOULOUSE, SARTROUVILLE et LYON garantissant un traitement des appels 24h/24 et 7 jours/7, avec une traçabilité complète des appels (horaires, enregistrements, temps de transmission,...),
- Des lignes prioritaires sont réservées aux services d'incendie et de secours ainsi qu'aux entreprises de travaux ayant endommagé un ouvrage du réseau de distribution de gaz.

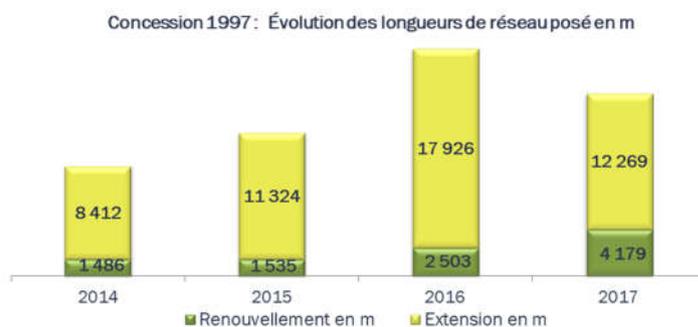
### 1.9. Le bilan de la partie usagers

<b>Points forts</b>	Bon taux de non relève
	Taux d'exécution des prestations dans les délais catalogue ou souhaités par les usagers.
	Délai de traitement des réclamations
<b>Point à améliorer</b>	Information des usagers dans le cadre des remises en gaz

## 2. LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE

### 2.1. Le linéaire de réseau réalisé

CONCESSION 1997	Linéaire de réseau posé en m			
	2014	2015	2016	2017
Extension	8 412	11 324	17 926	12 269
Renouvellement	1 486	1 535	2 503	4 179
<i>dont renouvellement acier</i>	533	905	358	16
<i>dont renouvellement fonte</i>	75	65	74	-
<i>dont renouvellement cuivre</i>	-	-	-	-
<i>dont renouvellement divers</i>	878	565	2 071	4 163
<b>Total</b>	<b>9 898</b>	<b>12 859</b>	<b>20 429</b>	<b>16 448</b>



Le linéaire de réseau posé (16,5 km) diminue par rapport à 2016 (-19%).

Les canalisations de réseau de gaz sont posées via deux typologies de travaux : les extensions et le renouvellement.

Le linéaire posé en extension (12,3 km) diminue fortement par rapport à 2016 (-32%). Cependant, après deux années de très faible renouvellement (2014 et 2015), on observe la poursuite de la hausse du linéaire de réseau posé en renouvellement (+67%). Ce dernier est fluctuant d'une année à l'autre mais retrouve les quantités observées en 2010 et 2011, avec 4 km de réseaux posés en renouvellement.

A nouveau, le concessionnaire ne présente pas de programmes de renouvellement systématique, ni pour les réseaux déjà amortis de plus de 45 ans, ni pour les 125 km de réseau basse pression. Selon lui, ces réseaux ne sont pas plus concernés que les autres par les fuites ou la corrosion. Cependant, le concessionnaire n'apporte toujours pas les éléments techniques prouvant que ces réseaux ne nécessitent pas de programmes de renouvellement spécifique.

Il est constaté que le réseau basse pression est le plus touché par les incidents et qu'il est l'un des plus anciens. Par ailleurs, ce réseau bénéficie d'une fréquence de surveillance plus importante que le réseau en moyenne pression. Ce point est souligné par le SDEC ÉNERGIE depuis la mission de contrôle 2013.

CONCESSION 2005	Linéaire de réseau posé en ml			
	2014	2015	2016	2017
Avenay	-	-	-	-
Bénouville	40	38	-	196
Bretteville L'Orgueilleuse (Thue et Mue)	1 689	-	117	266
Escoville	-	-	-	-
St Aubin d'Arquenay	361	-	-	590
<b>Total</b>	<b>2 090</b>	<b>38</b>	<b>117</b>	<b>1 052</b>

En 2017, sur la DSP 2005, des travaux ont été réalisés sur 3 des 5 communes avec 1 052 mètres de linéaires posés, en forte augmentation par rapport à 2015 et 2016.

CONCESSION 2006	Linéaire de réseau posé en ml			
	2014	2015	2016	2017
Maltot		-	-	-
<b>Total</b>		-	-	-

En 2017, le concessionnaire n'a réalisé aucune extension du linéaire de réseau sur la DSP Maltot. Cette commune a transféré sa compétence gaz au SDEC ENERGIE à compter du 1er janvier 2017.

CONCESSION 2007	Linéaire de réseau posé en ml			
	2014	2015	2016	2017
Saint Manvieu Norrey	25	-	-	522
Mesnil Bacley (Livarot-Pays-d'Auge)	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>522</b>

En 2017, le concessionnaire a réalisé une extension du linéaire de réseau sur la DSP 2007 après 2 années sans extension.

En 2017, le concessionnaire a débuté la création du réseau sur la DSP Baron-sur-Odon. Cependant les linéaires créés n'apparaissent pas dans le fichier des ouvrages mis en services mais uniquement dans le celui d'inventaire technique des canalisations. Le contrat de cette commune a été signé en décembre 2017.

## 2.2. Les travaux sur les branchements

		2014	2015	2016	2017
Concession 1997	Nb de branchements réalisés en extension	542	540	1 030	744
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	8 412	11 324	17 926	12 269
	<b>Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)</b>	16	21	17	16
	Nb de branchements réalisés en densification	123	115	84	60

		2014	2015	2016	2017
Concession 2005	Nb de branchements réalisés en extension	148	2	16	72
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	2 090	38	117	1 052
	<b>Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)</b>	14	19	7	15
	Nb de branchements réalisés en densification	4	5	-	-

		2014	2015	2016	2017
Concession 2006	Nb de branchements réalisés en extension			-	-
	Longueur de réseau réalisée en extension en m			-	-
	<b>Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)</b>			-	-
	Nb de branchements réalisés en densification			-	-

		2014	2015	2016	2017
Concession 2007	Nb de branchements réalisés en extension	1	-	-	40
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	25	-	-	522
	<b>Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)</b>	25	-	-	13
	Nb de branchements réalisés en densification	2	1	-	40

Pour l'ensemble des concessions, le nombre de branchements réalisés en extension en 2017 diminue de 18% par rapport à 2016, après une forte augmentation en 2016 par rapport à 2015 (+93%).

Le nombre de branchements réalisés en densification reste faible en 2017 pour l'ensemble des concessions. Il est en diminution constante depuis 2012. Il chute de -29% par rapport à 2016.

Le linéaire moyen de réseau par branchement posé lors des extensions en 2017 est compris entre 13 m et 16 m selon les délégations de service public.

Il prend en compte l'ensemble des typologies de branchements (domestiques, collectifs et industriels) et l'ensemble des dossiers d'extension réalisés, dont la constitution est très variable d'une année à l'autre.

Ce linéaire moyen par branchement reste stable par rapport à 2016. En 2015, cet indicateur était particulièrement élevé avec 21 m.

### 2.3. Le suivi des études de rentabilité

Toutes concessions confondues		2014	2015	2016	2017
Nombre d'études de rentabilité reçues		86	97	152	<b>115</b>
Ensemble des B/I	B/I positifs	76	84	120	79
	B/I négatifs	10	13	32	36
B/I > 0	Linéaire de réseau prévu en m	17 749	16 564	35 239	<b>28 730</b>
	Nombre de branchements prévus	1 717	1 919	3 192	<b>3 437</b>
	Linéaire de réseau prévu par branchement en m	10	9	11	<b>8</b>
Etudes aboutissant à un dossier de travaux dans l'année	Nombre de dossiers travaux	63	59	33	<b>34</b>
	Linéaire réseau prévu en m	15 434	12 192	8 040	<b>6 862</b>
	Nombre de branchements prévus	1 472	1 054	842	<b>815</b>
	Investissements nets actualisés révus (k€)	1 609	1 529	892	<b>1 263</b>
	Montant des remises gratuites prévues (k€)	774	46	685	<b>435</b>
	Participations financières complémentaires demandées aux clients en années 0 (k€)	40	51	66.7	<b>13.3</b>
	Linéaire de réseau moyen par branchement prévue en m	10	12	10	<b>8</b>
<b>Proportion de B/I négatifs</b>		<b>12%</b>	<b>13%</b>	<b>21%</b>	<b>31%</b>

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

Fin 2014, GRDF a présenté au SDEC ÉNERGIE son outil de calcul des B/I. Le logiciel permet à l'utilisateur de calculer la rentabilité d'une extension en complétant différents volets à l'aide de données forfaitaires et des caractéristiques propres du projet : les recettes d'acheminement (nombre et type de consommateurs, consommations moyennes par usage et type de logement, durée), les investissements (utilisation d'un barème adapté localement, coefficients de réfection de voirie, calcul des remises gratuites, forfait pose de compteur domestique, forfait part fixe du chantier), les dépenses d'exploitation (forfaits de dépenses marginales d'exploitation par usager et par an).

Le concédant est dans l'attente des mises à jour des données fixes et variables qui sont prises en compte dans les études de rentabilité réalisées par le concessionnaire depuis 2016. Le concessionnaire transmet au concédant la finalité de l'ensemble des études de rentabilité depuis les études 2016.

Le nombre des études de rentabilité (B/I) reçues a diminué de 24% en 2017 par rapport à 2016 avec 115 études, après une augmentation de +55% entre 2015 et 2016.

Celui-ci était à mettre en perspective de l'évolution du nombre de communes ayant transmis leur compétence gaz au SDEC ENERGIE en 2016 et au 1er janvier 2017. La proportion d'études de rentabilité négatives transmises a augmenté, passant de 21% à 31%.

Le linéaire moyen de réseau par branchement lors des calculs théoriques de rentabilité est de 8 m en 2017. Il a chuté depuis 2009 où il était de 28 m. Cette moyenne comprend l'ensemble des typologies de branchements (domestiques, collectifs et industriels) et l'ensemble des études réalisées, dont la constitution est très variable d'une année à l'autre.

## 2.4. Le suivi de la maintenance préventive et de la maintenance curative

Toutes concessions confondues	Maille CALVADOS	Maille BASSE NORMANDIE	Maille des concessions (*)		Maille CALVADOS	Maille inconnue
	2008	2011	2014	2015	2016	2017
Maintenance préventive en k€	394	917	447	416	750	340
Maintenance curative en k€ (immédiate + différée)	523	868	478	612	856	338
<b>TOTAL</b>	<b>917</b>	<b>1 785</b>	<b>926</b>	<b>1 028</b>	<b>1 606</b>	<b>678</b>

(\*) le concessionnaire utilise une clé de répartition ne permettant pas de garantir l'effectivité de la maintenance sur les concessions.

Avant 2015, le concessionnaire transmettait les montants des maintenances préventive et curative à la maille de la Basse-Normandie en précisant qu'il s'agissait de dépenses réelles. Depuis 2015, les montants sont fournis à la maille du département du Calvados avec la même précision. Les montants à la maille des concessions sont ensuite obtenus à l'aide d'une clé de répartition (nombre d'usagers). Le SDEC ÉNERGIE n'a donc pas l'assurance que le montant présenté correspond réellement à des actions de maintenance sur son territoire.

En 2017, le concessionnaire n'a pas fourni la décomposition des coûts de maintenance préventive et curative par famille d'intervention et n'a précisé ni la maille des montants transmis, ni la définition de la clé de répartition permettant de répartir les dépenses d'entretien à l'échelle des concessions.

On note une très forte diminution des montants entre 2016 et 2017 (-58%).

## 2.5. Visites périodiques pour étalonnage des compteurs : VPE des compteurs domestiques – déposes/poses de compteurs – DPC)

La périodicité de vérification des compteurs dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques (débit < 16 m<sup>3</sup>/h), 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels (débit ≥ 16 m<sup>3</sup>/h), 5 ans pour les compteurs industriels à piston rotatif ou à turbine, 2 ans pour les compteurs à effet Coriolis (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 relatif aux compteurs de gaz combustible modifié).

Le concessionnaire a précisé lors de l'audit 2018 qu'il n'y avait pas de compteur Coriolis sur la concession du SDEC ENERGIE.

La DPC (Dépose Pose Compteurs) a remplacé l'activité précédente de VPE (Vérification Périodique et Étalonnage), qui recouvre toutefois deux opérations distinctes :

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

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

A la demande du concédant, GRDF fournit, par commune, les quantités de compteurs à remplacer (ou vérifier) depuis l'année 2014. En complément, depuis les données 2015, le concessionnaire a communiqué, par commune également, le nombre de compteurs domestiques non accessibles, ainsi que le nombre de compteurs ayant dépassé leurs délais réglementaires de vérification.

Les données détaillées fournies par GRDF sont en accord avec les données du CRAC pour le nombre de dépose et pose de compteurs (DPC) en 2017.

Le CRAC 2017 ne distingue pas le nombre de visites initialement planifiées, ni les retards de visites.

Les chiffres correspondants aux années antérieures, reportés dans le CRAC 2017, ne correspondent pas à ceux qui avaient été relevés lors des précédents exercices.

Les compteurs traités en 2017 ne représentent que 24% du volume de compteurs concernés par la vérification. L'inaccessibilité et l'arrivée du compteur GAZPAR expliquent ce faible taux. Le concessionnaire prévoit de résorber le stock de compteur à vérifier par le déploiement du compteur communicant.

Le déploiement de Gazpar sur la Basse-Normandie débutera par Caen et son agglomération pour une durée de 2 ans (2018-2019). Ensuite, le déploiement se fera en 2019-2020 sur le reste du département du Calvados.

Les compteurs postérieurs à 2006, accessibles et équipables ne seront pas remplacés. Ils seront seulement équipés de modules. Cela représente environ 10% du volume de compteurs. Tous les autres compteurs seront remplacés systématiquement. Pour le Calvados, le projet devrait se terminer en 2020.

On note que le nombre de compteurs domestiques dépassant le délai de vérification de 20 ans a été multiplié par 2,5 entre 2016 et 2017 (9 598). Dans le même temps, le nombre de compteurs industriels en dépassement de délai a fortement chuté (10 en 2017, contre 447 en 2016).

## 2.6. Bilan de la partie travaux

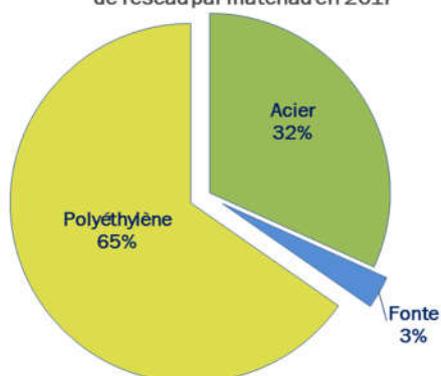
<b>Point fort</b>	Augmentation du linéaire posé en renouvellement.
<b>Points en attente</b>	Mettre en œuvre des actions pour densifier le réseau existant.
	Fournir les preuves que les réseaux basse pression et antérieurs à 1950 ne sont pas plus accidentogènes que les autres et ne nécessitent pas de programme particulier de renouvellement.
	Fournir l'assurance que les montants de maintenance présentés pour les concessions correspondent réellement à des actions de maintenance sur ces territoires.
	Fournir le programme prévisionnel de maintenance sur 3 ans.
	Évolutions à intégrer : préciser les recettes perçues et parmi elles, celles de participations forfaitaires au titre du catalogue de prestations, des contributions à l'équilibre.
	Diminuer le nombre de compteurs domestiques dépassant le délai de vérification de 20 ans.
<b>Point faible</b>	Certaines données de contrôle sont manquantes : détails sur les montants de maintenances préventive et curative, mises à jour des données fixes et variables qui sont prises en compte dans les études de rentabilité réalisées par le concessionnaire depuis 2016.
<b>Point négatif</b>	En 2016, la concession de MALTOT disposait d'un stock d'ouvrage incohérent avec la base de travaux remise par le délégataire.

### 3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

#### 3.1. Le linéaire de réseau par nature

Linéaire de réseau en km (hors branchement)	CONCESSION 1997			
	2014	2015	2016	2017
Acier	387	386	556	553
Fonte	49	48	53	51
Polyéthylène	761	774	1 120	1 136
<b>Total (en km)</b>	<b>1 198</b>	<b>1 209</b>	<b>1 729</b>	<b>1 740</b>
Evolution n / n-1	1,5%	0,9%	43%	0.7%

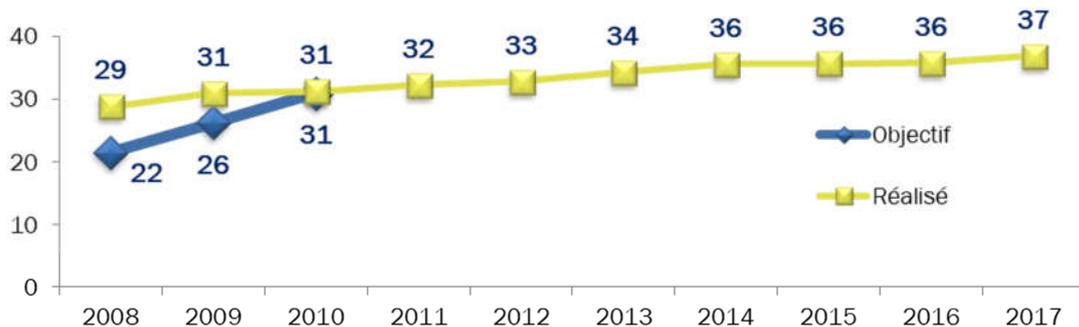
Concession historique 1997 : répartition du linéaire de réseau par matériau en 2017



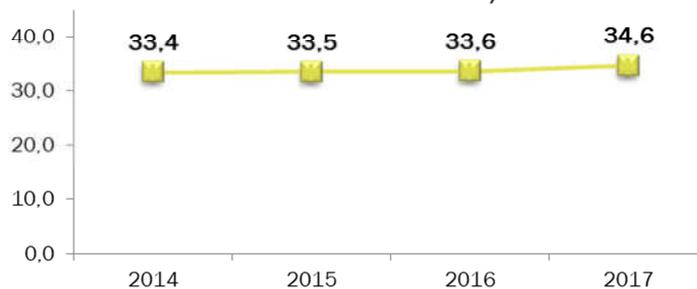
Linéaire de réseau en km (hors branchement)	Concession 2005							
	Minimum prévu à fin 2011 (réseaux de distribution et d'amené)	Réseau de distribution				Réseau d'amenée	Total réseau à fin 2015	Tenue de l'objectif en 2015
		2014	2015	2016	2017			
Avenay	3,5	3.6	3.6	3.6	3.6	0.1	3.7	106%
Bénouville	8	6.7	6.8	6.8	7	0.7	7.6	95%
Bretteville l'Orgueilleuse (Thue et Mue)	12	15.9	15.9	16	16.3	0.2	16.5	137%
Escoville	3,4	3.3	3.3	3.3	3.3	0.2	3,5	102%
Saint Aubin d'Arquenay	4,1	3.9	3.9	3.9	4.5	1.1	5.6	136%
<b>Total en m</b>	<b>31</b>	<b>33.4</b>	<b>33.5</b>	<b>33.6</b>	<b>34.6</b>	<b>2.2</b>	<b>36.8</b>	<b>119%</b>
Evolution n / n-1		4.1	0.1%	0.4%	3.1%			

Le linéaire de réseau de la concession 2005 augmente de 3,1% par rapport à 2016. Les extensions réalisées se situent sur les communes de Bénouville, Breteville l'Orgueilleuse et Saint Aubin d'Arquenay.

Concession 2005 : évolution du linéaire de réseau en km (hors branchement et y compris réseau d'amenée)



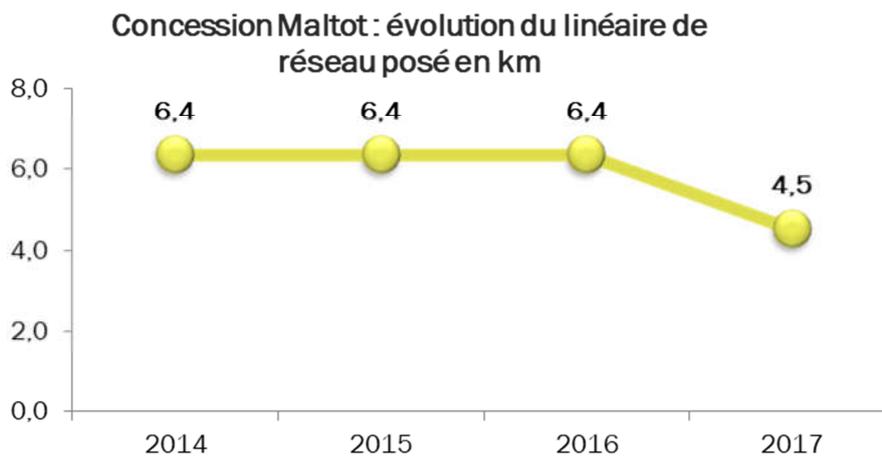
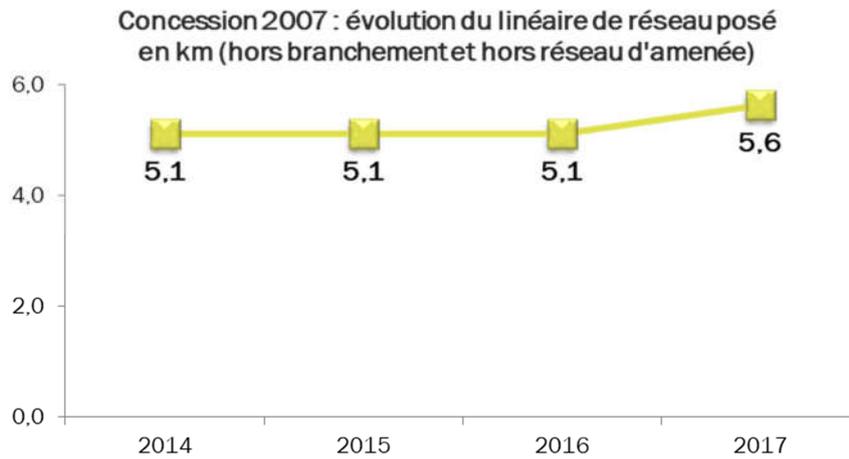
Concession 2005 : évolution du linéaire de réseau posé en km (hors branchement et hors réseau d'amenée)



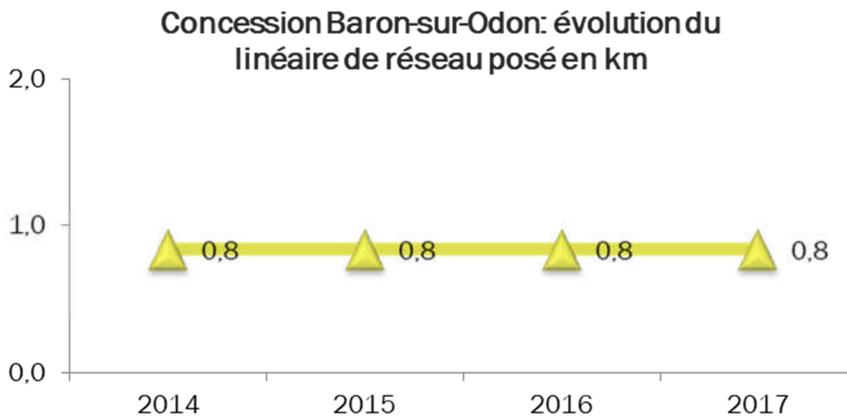
Linéaire de réseau en km (hors branchement)	Concession 2007							
	Minimum prévu à fin 2011 (réseaux de distribution et d'amené)	Réseau de distribution				Réseau d'amenée	Total réseau à (hors 757m Mesnil Bacley)	Tenue de l'objectif en 2015
		2014	2015	2016	2017			
Le Mesnil Bacley (Livarot-Pays-d'Auge)	0,1	0.8	0.8	0.8	0.8	-	-	-
St Manvieu Norrey	4,5	4.3	4.3	4.3	4.9	0,3	4.4	98%
<b>Total en m</b>	<b>4,6</b>	<b>5.1</b>	<b>5.1</b>	<b>5.1</b>	<b>5.6</b>	<b>0,3</b>	<b>5.2</b>	<b>112%</b>
Evolution n / n-1		0.5%	0%	0%	10.2			

En 2017, le linéaire de la concession 2007 a progressé de 10,2%, suite à des travaux d'extension sur la commune de Saint Manvieu Norrey.





En 2017, le linéaire de la concession 2006 a diminué de 29%, ce qui est confirmé dans le CRAC. Le concessionnaire n'a pas apporté d'explication sur cette baisse.



### 3.2. Les branchements

En 2017, sur la concession historique, le nombre de branchements "hors fictifs"<sup>3</sup> a augmenté de 11%.

Le linéaire de réseau par branchements "hors fictifs" est passé de 153 mètres à 138 mètres.

La densité de branchements "hors fictifs" par kilomètre de réseau est passée de 6,5 à 7,2 entre 2016 et 2017.

<sup>3</sup> Les branchements, non précisément cartographiés sont dit « fictifs »

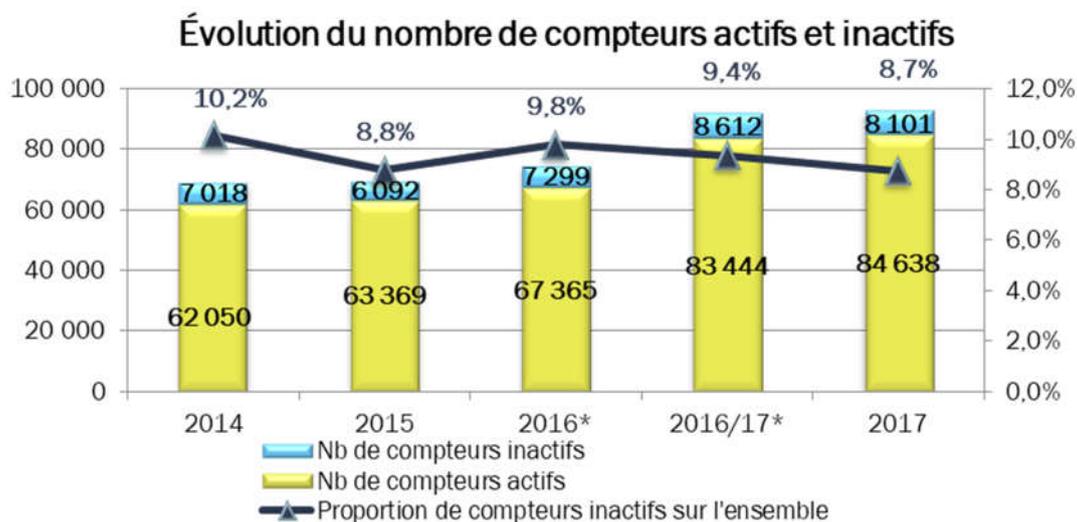
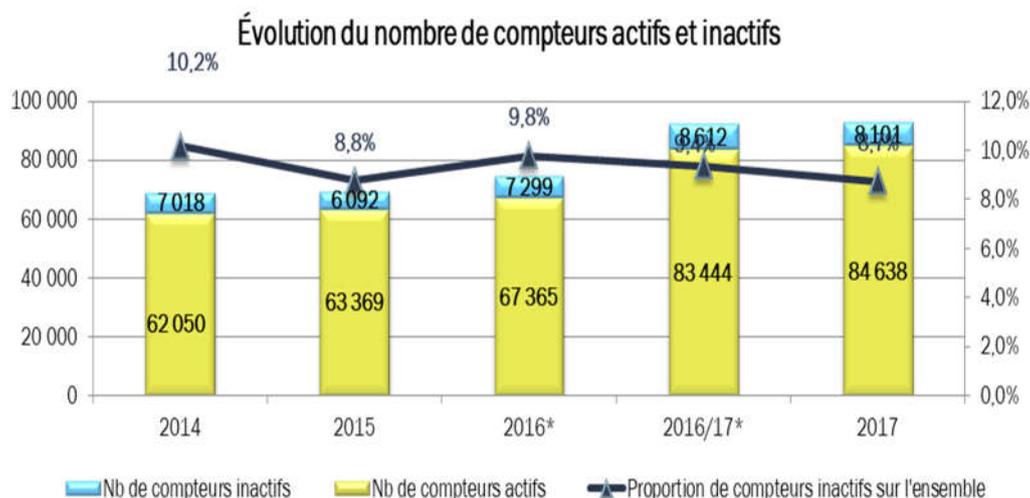
Pour la concession 2005 : le nombre de branchements individuels a augmenté de 15%.

La densité de branchements ""hors fictifs"" par kilomètre de réseau est passée de 13,1 à 14,8 entre 2016 et 2017.

Pour la concession 2006 : 2 nouveaux branchements ont été créés sur la commune de Maltot.

Pour la concession 2007 : le nombre de branchements individuels "courants" a presque doublé à la suite de travaux d'extensions sur la commune de Saint Manvieu Norrey.

### 3.3. Les compteurs



En 2017, le nombre de compteurs inactifs diminue de 6% à iso périmètre par rapport à 2016.

### 3.4. L'âge moyen des réseaux

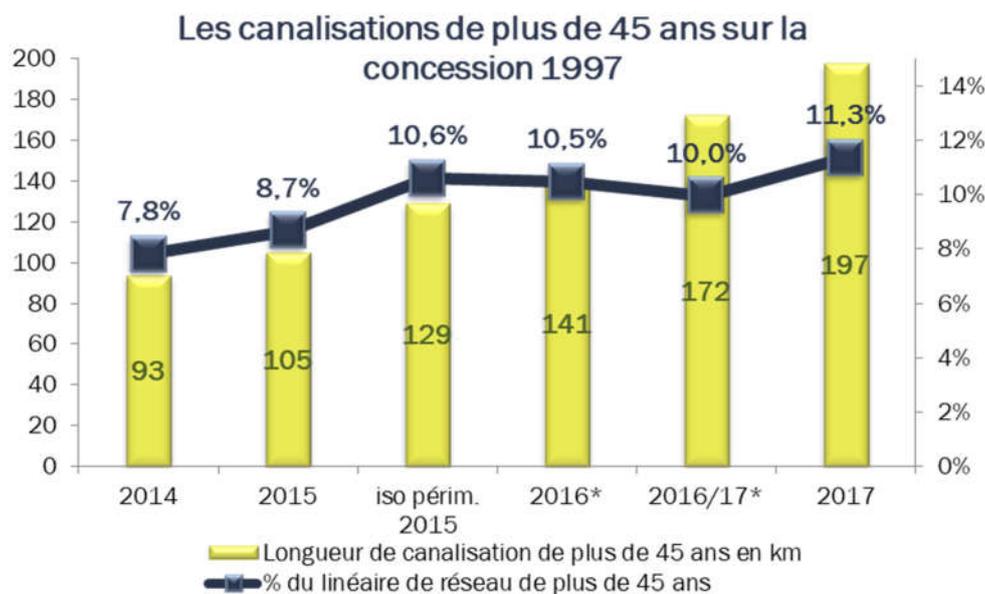
	2014	2015	2016	2017
Age moyen	24.3	25	25.5	26.2

L'âge moyen des réseaux est en augmentation depuis le début des années 2000.

Age moyen des réseaux par type de pression	2015		2016		2017	
	Linéaire en km	Age moyen en année	Linéaire en km	Age moyen en année	Linéaire en km	Age moyen en année
BP	109	33	127	35	125	35
MPB	1 076	24	1 543	24	1 556	25
MPC	25	36	59	35	59	36
<b>TOTAL tous types de pression confondus</b>	<b>1 209</b>	<b>25</b>	<b>1 729</b>	<b>25</b>	<b>1 740</b>	<b>26</b>

Le réseau basse pression (BP) reste le réseau dont l'âge moyen est l'un des plus élevés avec le réseau moyenne pression MPC (entre 4 bar et 25 bar).

### 3.4. Evolution du linéaire de réseau dont l'âge est de 45 ans ou plus pour la concession 1997

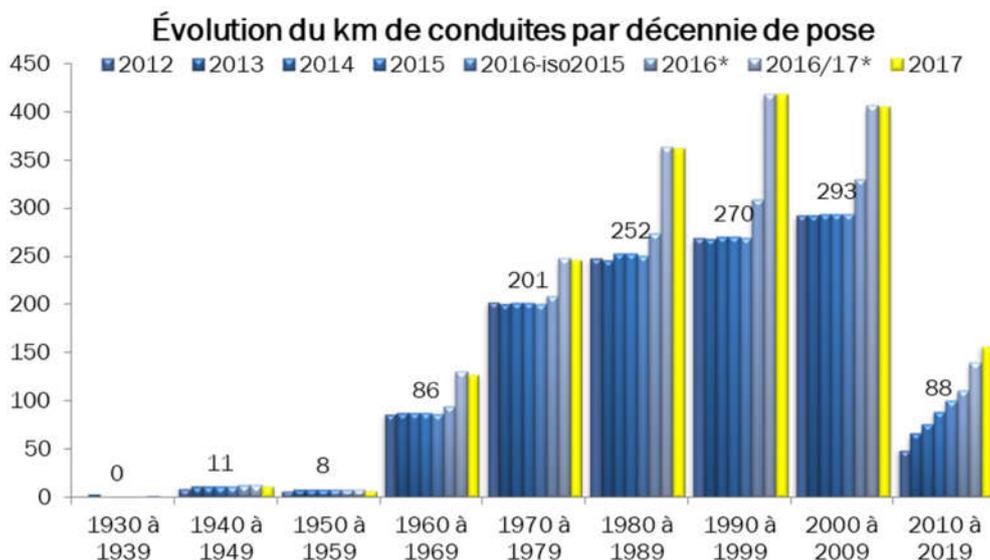
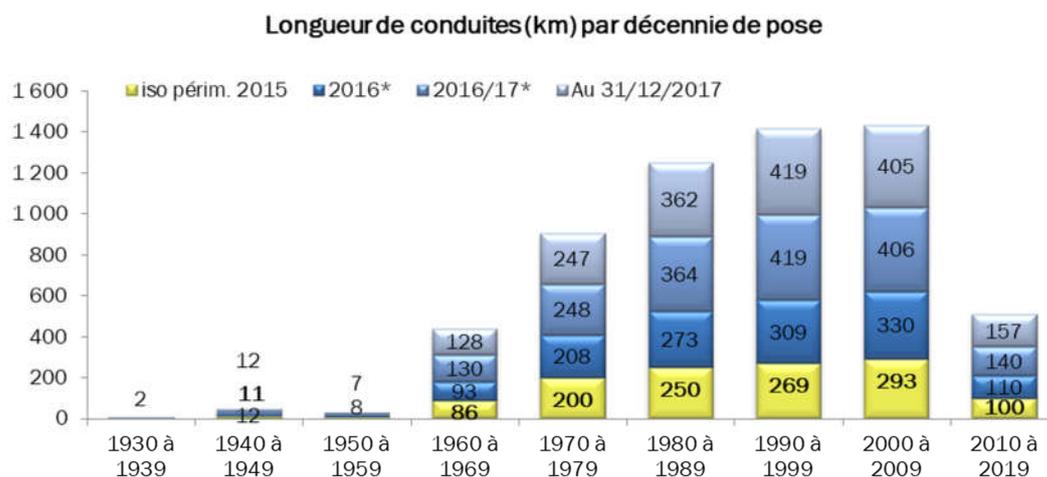


En 2017, la quantité de réseau de plus de 45 ans (posés avant 1971) progresse à nouveau (+15%) pour atteindre 197 km.

Les réseaux de plus de 45 ans, réseaux complètement amortis, représentent 11,3% du linéaire total à fin 2017, 18% du linéaire de réseau moyenne pression C (MPC) et 20,5% de celui de basse pression (BP). Ils sont composés en quasi-totalité de canalisations en acier.

Depuis plusieurs années, le concessionnaire est encouragé à augmenter significativement ses travaux de renouvellement des réseaux les plus anciens. Le SDEC ÉNERGIE attend toujours un programme de renouvellement spécifique de ces réseaux de la part du concessionnaire ou les études détaillées prouvant que ces réseaux ne sont pas plus incidentogènes que les autres.

### 3.5. Décomposition du linéaire de réseau en fonction des décennies de pose pour la concession 1997



L'analyse des longueurs de réseau par décennie de pose montre que le concessionnaire n'a toujours pas renouvelé l'ensemble des canalisations de plus de 45 ans, qui ont été posées avant 1971.

Comme le démontre le graphique du linéaire de réseau posé par décennie, un grand nombre d'ouvrages a été installé dans les années 1970-1979. Sans un programme préétabli de renouvellement, le réseau de la concession historique va très rapidement devenir vétuste.

### 3.6. Le suivi du nombre des accessoires de réseaux

Quantité en nombre	2014(*)	2015	2016	2017
Postes de détente et batterie	116	116	154	154
Les protections cathodiques	38	36	42	42
Les vannes	633	561	614	605
Les conduites montantes (CM)	4 011	4 646	4 710	9 632
Les conduites d'immeubles (CI)	3 969	4 646	4 862	5 514

(\*) Observations : 2014 : y compris l'intégration des 11,6km sur la commune de Livarot (nouvelle adhérente)

Une vanne est un robinet installé sur le réseau gaz pour le couper en cas d'incident ou d'intervention d'exploitation.

Depuis 2009, GRDF a initié un schéma de vannage ayant pour objectif de réduire le nombre de vannes : une vanne pourrait couper au maximum 1 000 usagers en basse pression et 2 000 usagers en moyenne pression.

Le concessionnaire précisait en 2015 que le schéma de vannage était globalement établi pour les communes urbaines et qu'il restait environ 15% à réaliser pour tendre vers le schéma de vannage idéal (démaillage). En 2016, le concessionnaire est revenu plus précisément sur le secteur de Caen en précisant qu'il traitait en priorité les blocs dits "critiques" (points d'intérêt spécifique) et qu'il temporisait son schéma dans ce secteur en l'attente du projet de TRAM.

Cette politique a induit la suppression de 1 354 vannes sur 1 959 entre 2008 et 2017, alors même que le périmètre des concessions a augmenté avec l'arrivée de nouvelles communes en 2016.

11 communes n'ont plus de vannes actives sur leur territoire, y compris des communes nouvellement mises en gaz :

- communes du contrat historique : AUTHIE, CAMES-EN-PLAINE, FEUGUEROLLES-BULLY, GAVRUS, GLOS, HUBERT-FOLIE, ROSEL, ST MARTIN AUX CHARTRAIN, TOURVILLE-SUR-ODON,
- communes de la concession 2005 : AVENAY, SAINT-AUBIN-D'ARQUENAY.

En moyenne, une vanne est installée :

- tous les 2 950 m de réseau en 2017, contre 579 m en 2008 ;
- pour 148 usagers en 2017, contre 31 en 2008.

GRDF a précisé que les vannes ne sont pas déposées : elles deviennent du "tube" et ne sont plus concernées que par la détection de fuite (RSF) en opération de maintenance.

Or, chaque année depuis 2009, GRDF revient sur sa décision de diminuer le nombre de vannes sur plusieurs communes. Dans ces situations, le concessionnaire remet en service des vannes qui n'étaient plus entretenues (par exemple en 2017 sur les 15 communes suivantes : AUNAY-SUR-ODON (Les Monts d'Aunay), BENOUVILLE, BIEVILLE-BEUVILLE, BRETTEVILLE-L'ORGUEILLEUSE (Thue et Mue), BRETTEVILLE SUR ODON, CAIRON, COLOMBELLES, COUDRAY-RABUT, ESCOVILLE, FLEURY SUR ORNE, HONFLEUR, PERIERS-SUR-LE-DAN, SAINT-CONTEST, TROUVILLE-SUR-MER, VIMONT).

Le SDEC ÉNERGIE regrette cet abandon de vannes (qui sur le terrain se traduit par un arrêt de leur entretien) et qui risque de pénaliser la continuité de service du fait d'un nombre beaucoup plus important d'usagers coupés en cas d'incident. Le SDEC ÉNERGIE s'interroge sur la pertinence du plan de vannage du concessionnaire et souhaite que GRDF revoie sa position pour la continuité du service public de gaz.

Entre 2016 et 2017, le nombre de conduites montantes a doublé. Dans le même temps, les investissements correspondants n'ont pas augmenté. L'augmentation est probablement une conséquence de la mise en œuvre du programme Rio2.

### **3.7. La cartographie des ouvrages**

Le concédant a constaté un problème de calage du réseau gaz concédé par rapport au fond de plan sur plusieurs communes.

Le concessionnaire explique ces décalages par le fait que les fonds de plan cadastraux peuvent être mal géoréférencés dans son SIG. En 2015, GRDF fait le constat au niveau national du décalage de 25% du réseau moyenne échelle, en particulier sur certaines régions.

GRDF met en œuvre un projet (AdjustME) sur 2 ans (octobre 2015 - fin 2017). Ce projet a pour objectifs de mettre à jour les fonds de plan cadastraux et recalculer ensuite les données SIG. Une partie du travail est

automatique et une autre est manuelle. Le concessionnaire n'a pas fourni l'état d'avancement du projet que le SDEC ÉNERGIE a sollicité.

Le concessionnaire a fourni le linéaire de réseaux gaz par commune à fin 2017 uniquement pour la classe de précision A. GRDF a précisé lors de l'audit 2018 qu'il reste environ un tiers des linéaire à traiter pour les classer en A. Pour mémoire, à fin 2015, 2,43% du linéaire de réseau était en classe A ; le reste est en classe B, soit 97,57%.

Pour rappel, le concessionnaire a précisé que le taux de classe A représentait à fin 2015 environ 2% du parc du parc national (seuls les réseaux neufs sont en classe A). Les réseaux sont cartographiés en classe B sauf indication contraire (A ou C).

Le concessionnaire a proposé une réunion sur le thème de la cartographie qui n'a pu avoir lieu.

### 3.8. Bilan de la partie ouvrages de la concession

<b>Point positif</b>	Pour les branchements collectifs, GRDF mène un projet qui va au-delà des exigences de l'arrêté du 13 juillet 2000.
<b>Points en attente</b>	<p>Diminuer le linéaire de réseau dont l'âge dépasse les 45 ans (demande récurrente).</p> <p>Continuer d'entretenir les vannes de réseau qui étaient répertoriées avant 2009 et améliorer la continuité de service en révisant le plan de vannage (demande récurrente).</p> <p>Informier régulièrement le concédant des résultats obtenus pour se conformer aux dispositions de l'arrêté du 13 juillet 2000 et du cahier des charges de concession concernant les branchements créés après 2000 ; diminuer le nombre de branchements fictifs.</p> <p>L'état d'avancement du projet AdjustME prévu pour mettre à jour les fonds de plans cadastraux et recalculer ensuite les données cartographiques.</p>
<b>Point faible</b>	Des données n'ont pas été transmises cette année : les écarts Mandarin-technique ou encore les branchements fictifs liés au SIG. Le SDEC ENERGIE attend la même qualité d'informations d'un exercice à l'autre.

## 4. QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE

### 4.1. Le nombre des incidents

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Incidents sur ouvrage <b>en</b> concession	649	654	926	859	10	7	9	4	-	1	1	-
Incidents sur ouvrage <b>hors</b> concession	171	165	189	215	-	-	2	3	-	-	-	-

	Concession Maltot			
	2014	2015	2016	2017
Incidents sur ouvrage <b>en</b> concession			1	-
Incidents sur ouvrage <b>hors</b> concession			1	-

Le nombre d'incidents 2017 enregistrés par le concessionnaire, observés sur les ouvrages de la concession 1997 diminue de 7% par rapport à 2016 à iso périmètre. En revanche, il augmente de 14% pour les incidents localisés sur des ouvrages hors concession.

Le nombre d'incidents 2017 localisés sur des ouvrages de la concession 2005 diminue et se stabilise par rapport à 2015 avec 7 incidents sur l'exercice.

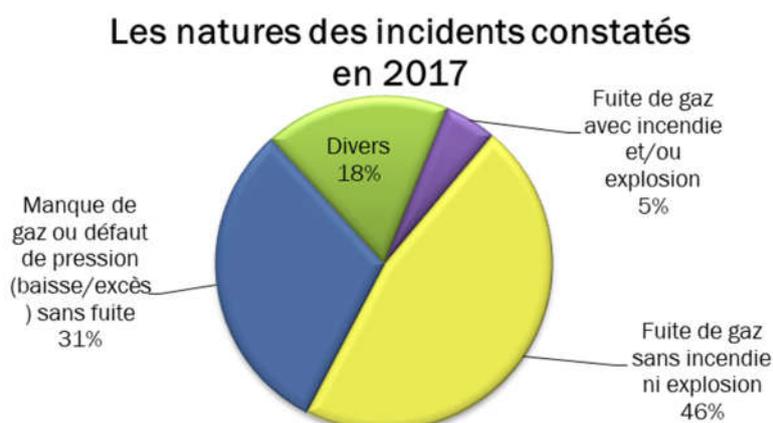
En 2017, aucun incident n'a été enregistré sur le territoire de la concession 2006, comme celui de la concession 2007.

Le concessionnaire a pour engagement de contrat de service public d'intervenir en moins de 60 minutes dans 95% des cas. Le concessionnaire refuse de communiquer sur ses délais d'intervention précis pour chaque incident, cependant il transmet le nombre d'incident pour lesquels l'intervention a dépassé les 60 minutes.

En 2017, GRDF indique 16 incidents pour lesquels l'intervention a dépassé 60 minutes (hors dépannage), contre 6 en 2015 et 3 en 2016.

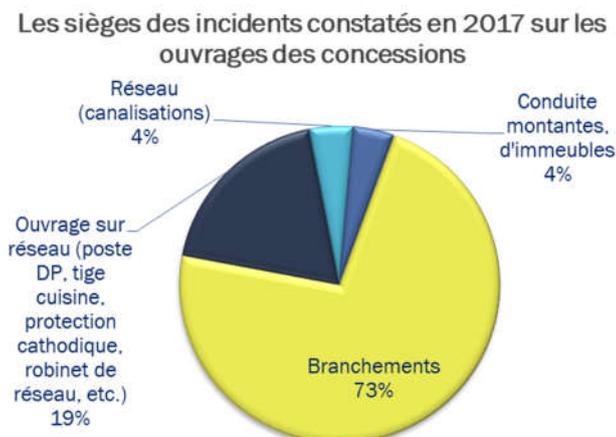
GRDF indique que chaque dépassement horaire fait l'objet d'une analyse par le chef d'exploitation et qu'aujourd'hui, l'organisation du concessionnaire n'est pas mise en cause.

### 4.2. Les sièges et causes des incidents



Depuis 2012, les principales causes des incidents constatés sont l'usure ou la rupture de pièces (30% en 2017) et des déclenchements intempestifs de dispositifs de sécurité (14%).

Les incidents sont localisés en majorité sur les branchements.

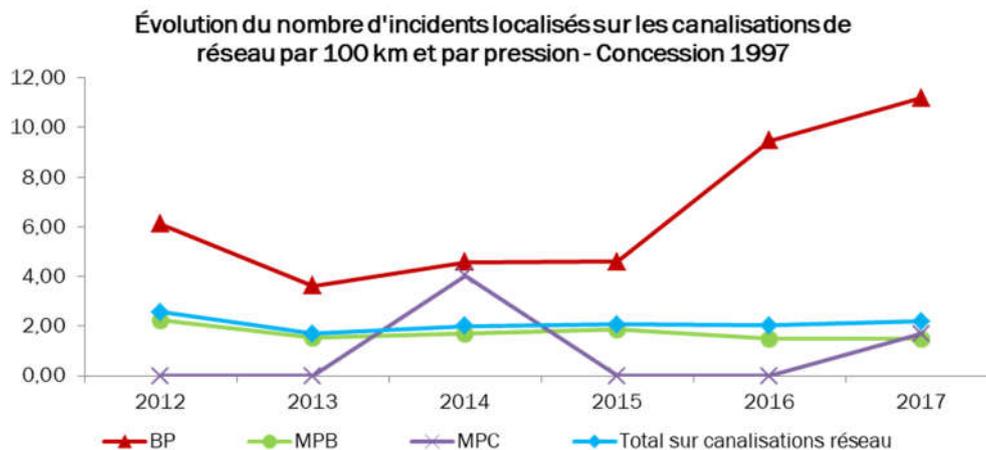


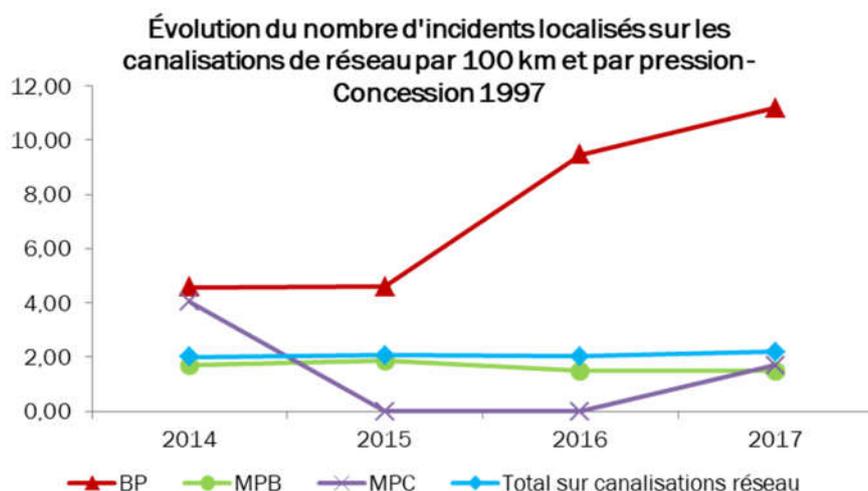
La commune de Caen totalise 33% des incidents constatés en 2017 sur les territoires concédés à GRDF. 72% ont lieu sur des branchements en 2017 (contre 74% en 2016).

6 communes totalisent 52% des incidents sur branchements : Bayeux (4%), Cabourg (4%), Caen (30%), Herouville-St-Clair (5%), Ouistreham (5%) et Trouville-sur-Mer (4%).

Pour améliorer la qualité de distribution publique de gaz, le concessionnaire devra poursuivre ses actions préventives et curatives pour diminuer les incidents sur les branchements.

### 4.3. Les taux d'incidents par type de réseau





On observe, après une diminution, une forte croissance du taux des incidents localisés sur les canalisations de réseau depuis 2013 jusqu'en 2016. Ces taux présentent des variations importantes selon le type de pression des réseaux sur lesquels ils sont localisés. L'année 2017 est le signe d'une nouvelle diminution du taux d'incident sur canalisation, reste à savoir si la tendance sera maintenue pour l'exercice 2018.

Le taux d'incident observé sur le réseau moyenne-pression de type C (MPC) montre de grandes fluctuations selon les années du fait du très faible linéaire de réseau concerné (moins de 25 km jusqu'en 2015 - moins de 60km depuis l'intégration de 23 communes supplémentaires).

Le taux d'incident sur canalisations sur le réseau BP rapporté à 100 km de réseau a doublé en 2016 par rapport à 2015 et continue d'augmenter en 2017 à 11,2, soit +18% par rapport à 2016. Il est très élevé (plus de cinq fois supérieur à la moyenne du réseau et que celui observé sur les canalisations MPB). Le nombre d'incidents sur les canalisations BP représente 37% de l'ensemble des incidents sur canalisations alors même que ce réseau ne représente que 7% de l'ensemble du réseau, l'écart se creuse par rapport à 2016. De plus, le réseau basse pression est l'un de plus anciens réseaux (âge moyen de 35 ans).

Le réseau basse pression est le réseau le plus accidentogène et dont l'âge moyen est l'un des plus élevés. Malgré ces constats récurrents, GRDF n'a toujours pas de projet de suppression de ce réseau. Le concessionnaire considère que ce réseau n'est pas identifié comme facteur de risque et n'envisage pas la nécessité de mettre en place un programme de renouvellement spécifique.

La majorité des variations entre 2015 et 2016 sont à prendre avec précaution compte tenu de la rupture de chronique entre les exercices liés à l'intégration de nouvelles communes dans le périmètre du contrat historique du SDEC ENERGIE.

Ces changements ont conduit à intégrer un patrimoine existant en l'état avec les variations d'incidentologie et de nature liées essentiellement à ces ouvrages parfois anciens. En 2017, à iso périmètre par rapport à 2016, un progrès est observé sur le taux d'incidents du réseau MPB mais des dégradations sont observées sur les taux d'incidents des réseaux MPC et BP.

#### 4.4. Les conséquences des incidents

Nombre d'usagers	CONCESSION				TOTAL 2016	CONCESSION				TOTAL 2017
	1997	2005	2007	Maltot		1997	2005	2007	Maltot	
Coupés	2 134	59	1	1	2 195	1 205	7	-	-	1 212
Evaqués	39	1	-	-	40	33	1	-	-	34
Perturbés	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-

Le nombre total d'usagers concernés par une coupure a fortement diminué entre 2016 et 2017 (-45%).

Le nombre d'incidents ayant nécessité l'évacuation d'usagers a diminué de 15%.

Aucune victime d'un incident gaz n'a été à déplorer en 2017.

#### 4.5. Dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages

En 2017, des dommages lors de travaux de tiers sont intervenus alors que l'entreprise n'avait pas fait de DICT dans 17% des cas, contre 22% en 2016. Depuis 2015, cette proportion d'agressions sans DICT est en diminution, ce qui est favorable.

Afin de diminuer les dommages aux ouvrages, le concessionnaire poursuit ses actions de prévention : sensibilisation des entreprises et des donneurs d'ordre (collectivités), présence terrain selon la typologie des chantiers. GRDF a également mis en œuvre des actions coercitives plus systématiques.

Cependant, le taux d'agression (nombre d'agressions subies par les réseaux au regard du nombre de DICT reçues), après une diminution régulière depuis 2012, est passé de 0,77% en 2014 à 1,06% en 2015, puis à 1,92% en 2016.

En 2017, cette tendance s'inverse et diminue légèrement à 1,87%. Il reste à voir si la diminution du taux d'agressions va se pérenniser sur les prochains exercices.

#### 4.6. Les vérifications périodiques

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Linéaire de réseau gaz (km)	1 198	1 209	1 337	1 740	33	33	37	35	5	5	5	6
Linéaire de réseau gaz contrôlé (km)	627	1 213	475	1 354	21	34	1	1	-	5	-	-
% de linéaire contrôlé	52%	100%	36%	78%	62%	100%	2%	4%	0%	100%	6%	4%
Nombre d'indices de fuite détectés et confirmés	74	62	45	71	1	2	-	-	-	-	-	-

	Concession Maltot			
	2014	2015	2016	2017
Linéaire de réseau gaz (km)			6	6
Linéaire de réseau gaz contrôlé (km)			2	-
% de linéaire contrôlé			39%	0%
Nombre d'indices de fuite détectés et confirmés			-	-

Les opérations de Recherche Systématique de Fuite (RSF) permettent la détection et la localisation de fuites par véhicule (VSR) ou recherche à pieds pour le réseau non accessible au VSR. Cependant, la recherche de fuites ne concerne ni les colonnes montantes, ni les colonnes d'immeubles.

Le linéaire de réseau en basse pression doit être contrôlé tous les ans du fait du risque accidentogène et des dispositions du cahier des charges. Le concessionnaire s'est fixé comme objectif de contrôler ce réseau 3 fois par an. Le reste du réseau doit être contrôlé tous les 4 ans depuis 2013, contre 1 fois par an précédemment. Pour les données 2016 et 2017, le concessionnaire n'a pas précisé les longueurs de réseau contrôlé par commune et par pression.

En revanche, en 2016 et 2017, le concessionnaire a fourni le linéaire de réseau MP non surveillé dans les délais au 31 décembre. Il s'élève à 3,7 km pour l'ensemble des concessions, en diminution de 88% par rapport à 2016. Le retard des années 2015 et 2016 est rattrapé. Le concessionnaire signale que pour les communes du Calvados, il n'y a aucun retard sur les réseaux BP.

#### 4.7. Bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité

<b>Point d'amélioration</b>	En 2017, observation du rattrapage du retard de surveillance de 30 km de canalisation répartis sur 60 communes et notamment sur Caen.
<b>Points à améliorer</b>	Réduire le retard dans la pose/dépose des compteurs (dû à l'anticipation de renouvellement des compteurs communicant GAZPAR et la dérogation offerte à ce titre par la CRE).
	Réduire le niveau du taux de fuites confirmées sur le réseau surveillé, notamment sur réseaux les plus anciens et en basse pression (renouvellement).
	Communiquer : <ul style="list-style-type: none"> <li>- les résultats de l'activité de surveillance des robinets, postes de détente et ouvrages collectifs d'immeuble,</li> <li>- un état inventaire des ouvrages de raccordement à « facteurs de risque » connus (susceptibles de présenter une fragilité)</li> <li>- le suivi de la réalimentation des clients.</li> </ul>
<b>Point faible</b>	En 2017, des informations manquent alors qu'elles étaient transmises en 2016 : <ul style="list-style-type: none"> <li>- le détail des incidents intégrant la matière des ouvrages,</li> <li>- le nombre total d'avis de travaux urgents dans un fichier au même titre que les DT et DICT,</li> <li>- le nombre de visites annuelles des points de soutirage et de drainage ainsi que le nombre d'anomalies constatées,</li> <li>- le nombre de poste de détente réseau visités au moins une fois.</li> </ul>

## 5. ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE

Un audit comptable a été diligenté par le SDEC ENERGIE avec la collaboration du cabinet d'expertises "COGEDIAC".

La Loi de transition énergétique a modifié l'article L. 2234-31 du CGCT relatif aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou techniques utiles à l'exercice des compétences des autorités concédantes,

Cet article a été complété par un Décret n° 2016-495 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel de concession transmis par les organismes de distribution de gaz naturel codifié sous les articles D 2224-48 à D2224-52 du CGCT. Ce dispositif légal doit être encore complété. GRDF a mis en œuvre ces dispositions depuis le CRAC 2015 y compris concernant les DSP (Nouvelle donne, Nouvelles Données).

Les cahiers des charges des concessions n'ont pas été mis en conformité avec ces dispositions : des négociations sont engagées au niveau national afin notamment d'intégrer ces dispositions (le SDEC ENERGIE participe à ces échanges).

### 5.1. La valeur brute des biens de retour de reprise et biens propres

Valeur brute des biens concédés et des autres biens affectés aux concessions à fin 2015 en kl	Biens concédés	Autres biens	TOTAL
Concession 1997	170 778	21 670	192 447
Concession 2005	3 358	153	3 511
Concession 2006 (Maltot)	505	24	530
Concession 2007	542	13	555
<b>TOTAL</b>	<b>175 182</b>	<b>21 859</b>	<b>197 042</b>

Depuis 2015, GRDF communique la valeur brute des biens de retour mais aussi la valeur des biens de reprise et des biens propres identifiés sous le vocable "autres biens".

En 2017, la valeur brute de l'ensemble de ces ouvrages s'établit à 197 042 K€ pour l'ensemble des concessions, en progression de 4,3%. La valeur brute des biens de retour progresse de 3,6% tandis que la valeur brute des autres biens progresse de 10,3%. La valeur des biens de retour représente 89% de l'ensemble de la valeur de ces ouvrages.

Les biens de retour regroupent les biens nécessaires au fonctionnement du service.

Au principal ce sont, les canalisations de réseau, les ouvrages de raccordement les postes de détente et les protections cathodiques.

Les biens de reprise sont les biens propriété du concessionnaire, pour lesquels aux termes du contrat, l'autorité concédante dispose d'une faculté de reprise, à l'expiration de la concession, et moyennant un prix. Le reste des biens sont les biens propres du concessionnaire.

Ces deux catégories de bien sont regroupées sous l'appellation « autres biens » : On y retrouve des immobilisations incorporelles (applications informatiques) et les compteurs.

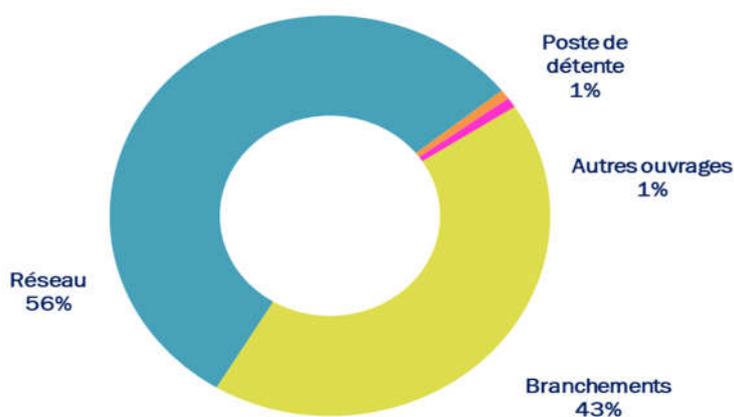
Pour la seconde année consécutive, on note un écart entre la valeur brute des ouvrages concédés (biens de retour) et la somme des valeurs brutes fournies aux inventaires (174 K€).

La globalisation des biens de reprise et des autres biens sous l'appellation « autres biens » interdit cependant au concédant de connaître précisément la composition et les valeurs brutes de ces deux catégories de biens.

## 5.2. La valeur brute des ouvrages concédés

<b>CONCESSION 1997 :</b> Valeurs brutes des ouvrages en K€	2014	2015	2016	2017
Branchements Collectifs	5 509	5 681	7 428	7 877
Branchements individuels	27 356	29 160	43 925	45 967
Conduites montantes	11 161	11 372	14 256	14 462
Conduites immeubles	4 129	4 238	5 255	5 371
Conduites BP et MP	62 569	64 521	91 479	94 142
Poste de détente	1 079	1 026	1 341	1 372
Protection cathodique	781	782	1 063	1 125
Autres (*)	191	196	239	294
<b>TOTAL</b>	<b>112 775</b>	<b>116 977</b>	<b>164 986</b>	<b>170 608</b>

Concession 1997 : répartition de la valeur brute des ouvrages en 2017



<b>Concession 2005 :</b> Valeurs brutes des ouvrages en k€	2014	2015	2016	2017
Branchements collectifs	6	6	6	25
Branchements individuels	712	735	751	845
Conduites montantes	5	6	6	11
Conduites immeubles	3	3	3	5
Réseau MP	2 340	2 352	2 375	2 468
<b>TOTAL</b>	<b>3 066</b>	<b>3 101</b>	<b>3 140</b>	<b>3 355</b>

<b>Concession 2006 :</b> Valeurs brutes des ouvrages en k€	2014	2015	2016	2017
Branchements collectifs			7	7
Branchements individuels			143	145
Conduites montantes			4	4
Conduites immeubles			3	3
Réseau MP			346	346
<b>TOTAL</b>			<b>502</b>	<b>505</b>

<b>Concession 2007 : Valeurs brutes des ouvrages en k€</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Branchements individuels	84	87	87	<b>138</b>
Réseau MP	371	371	371	<b>404</b>
<b>TOTAL</b>	<b>454</b>	<b>457</b>	<b>457</b>	<b>541</b>

La valeur brute du patrimoine des concessions est évaluée dans les états d'inventaire, au 31 décembre 2017, à 175 009 K € (contre 169 085 K€ à fin 2016, soit une évolution de 5 924K€, +4%).

Les canalisations de distribution représentent plus de la moitié de la valeur d'acquisition du patrimoine concédé (56%). Ensuite viennent les ouvrages de raccordement (43%)

Les autres biens concédés regroupent 1,6% de la valeur d'actif brute ; catégorie essentiellement représentée par les postes de détente de la distribution publique.

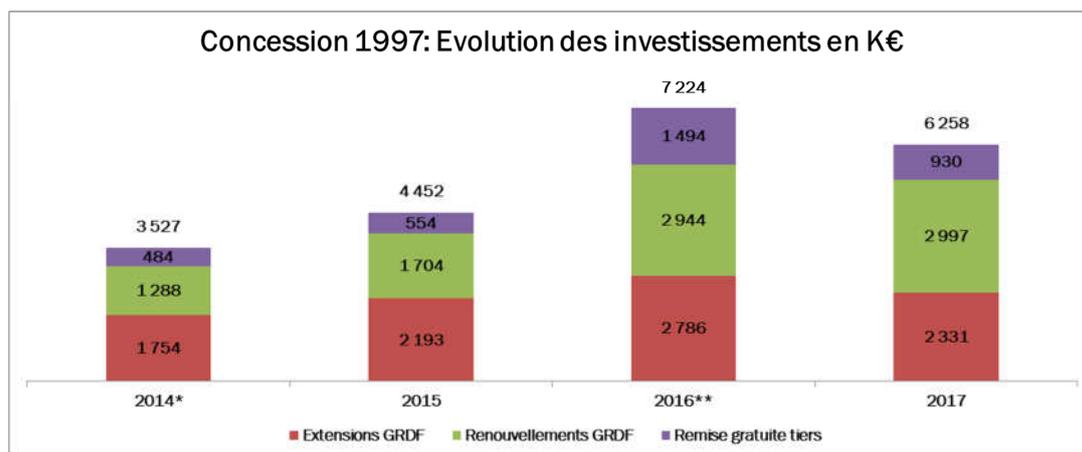
Le périmètre dit « historique » regroupe logiquement la majorité (97 %) de la valeur d'actif globale (170 608 K€).

De fait, les 3 % restant correspondent à celui regroupant les communes dont l'exploitation du service a été attribuée à GRDF dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence (4 401 K €) et principalement la DSP 2005.

Rapporté au nombre d'usagers, la valeur d'actif des ouvrages concédés imputable à la desserte de chacun s'élève de 1 979 € au 31/12/2017.

Sur les quatre derniers exercices, ce ratio affiche une augmentation continue en conséquence d'un accroissement de la valeur d'actif brute nettement plus rapide que le nombre d'usagers desservis. Il en découle qu'en moyenne l'alimentation d'un usager nécessite des investissements de plus en plus importants.

### 5.3. Les dépenses d'investissements



CONCESSION 2005 en k€	2014	2015	2016	2017
Extensions GRDF	170	34	37	118
Renouvellements GRDF	2	3	4	0
Remise gratuite tiers	128		0	96
<b>TOTAL</b>	<b>300</b>	<b>37</b>	<b>41</b>	<b>215</b>

CONCESSION 2006 en k€	2014	2015	2016	2017
Extensions GRDF			0	2
Renouvellements GRDF			0	0
Remis gratuite tiers			0	0
<b>TOTAL</b>			<b>0</b>	<b>2</b>

CONCESSION 2007 en k€	2014	2015	2016	2017
Extensions GRDF	12	3	16	42
Renouvellements GRDF	2	0	0	0
Remis gratuite tiers		0	13	42
<b>TOTAL</b>	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>28</b>	<b>84</b>

Toutes Concessions	2014	2015	2016	2017
Extensions GRDF	1 936	2 230	2 838	2 494
Renouvellements GRDF	1 293	1 708	2 948	2 997
Remis gratuite tiers	612	554	1 506	1 068
<b>TOTAL</b>	<b>3 841</b>	<b>4 492</b>	<b>7 293</b>	<b>6 559</b>

Sur 2017, la valeur brute progresse de 5 924K€, soit 4 %.

Cette variation est liée aux dépenses d'investissements et aux retraits d'ouvrage sur l'exercice comptable.

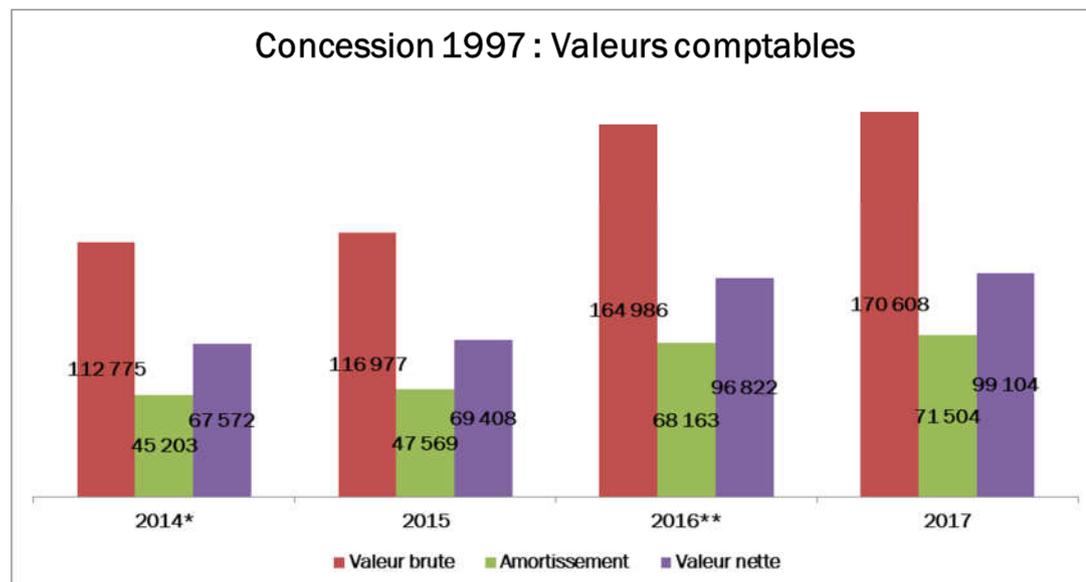
La valeur brute des immobilisations mis en concession sur l'exercice représente 6 559 K€ (dont 38% dans le cadre de travaux d'extension, 46% dans le cadre de travaux de renouvellement et 16 % dans le cadre de travaux remis gratuitement par les tiers).

95% de ces investissements sont réalisés sur la Concession historique.

Ces dépenses sont en léger retrait par rapport à 2016 (-10%).

Ces dépenses d'investissement s'accompagnent de retraits pour -635 K€.

#### 5.4. La valeur comptable des ouvrages concédés



CONCESSION 2005 en k€	2014	2015	2016	2017
Valeur brute	3 101	3 140	3 355	3 101
Amortissement	501	570	643	501
<b>Valeur nette</b>	<b>2 600</b>	<b>2 570</b>	<b>2 712</b>	<b>2 600</b>
Taux d'amortissement	16%	18%	19%	16%

CONCESSION 2006 en k€	2014	2015	2016	2017
Valeur brute			502	505
Amortissement			91	102
<b>Valeur nette</b>			<b>412</b>	<b>403</b>
Taux d'amortissement			18%	20%

CONCESSION 2007 en k€	2014	2015	2016	2017
Valeur brute	454	457	457	541
Amortissement	80	90	100	111
<b>Valeur nette</b>	<b>375</b>	<b>368</b>	<b>357</b>	<b>430</b>
Taux d'amortissement	18%	20%	22%	21%

Toutes concessions k€	2014	2015	2016	2017
Valeur brute	116 295	120 535	169 085	175 009
Amortissement	45 715	48 159	68 924	72 360
<b>Valeur nette</b>	<b>70 580</b>	<b>72 376</b>	<b>100 161</b>	<b>102 649</b>
Taux d'amortissement	39,31%	39,95%	40,76%	41,35%

Les valeurs comptables des ouvrages concédés sur l'ensemble des concessions s'établissent comme suit :

- Valeur brute 175 009 K€,
- Montant des amortissements 72 360 K€ (dépréciation et industriels),
- Valeur nette des ouvrages : 102 649 K€,

Les ouvrages concédés sont amortis à hauteur 41% de la valeur d'acquisition d'origine.

Par rapport à la situation constatée au terme de l'exercice précédent, la valeur brute progresse de 4 %, l'amortissement s'inscrit en augmentation de 5 %.

A la maille de chaque contrat, il ressort logiquement que le périmètre « historique » affiche un taux d'amortissement plus important que les DSP « loi SAPIN » (DSP 2005 et DSP Maltot : 19% et 20%, DSP 2007 :21% contre 42% pour la concession historique)

La pratique des amortissements est complexe et varie en fonction du périmètre concessif concerné.

Pour la concession historique : Les dotations aux amortissements sont constituées par le concessionnaire en tenant compte des trois paramètres: l'origine de financement de l'ouvrage, la distinction entre bien de 1er établissement et bien renouvelé, du caractère « renouvelable » ou « non renouvelable » du bien. Les remises gratuites de tiers ne subissent qu'un amortissement de dépréciation.

S'agissant des biens financés par le concessionnaire, en fonction des paramètres des listés ci-dessus ces biens font l'objet d'amortissement de caducité, d'amortissement industriel et, d'amortissement de dépréciation.

En synthèse, sur ce contrat considéré, la mise en œuvre de l'amortissement aboutit à ce que l'ensemble des financements du concessionnaire soit amorti en totalité sur la durée de la concession permettant ainsi la remise gratuite des biens concédés au SDEC ENERGIE.

Pour les autres délégations de service public :

Les dispositions contractuelles DSP de type « loi SAPIN » régissant le terme des contrats précisant que les biens de retour doivent être remis au SDEC ENERGIE « état normal de service » moyennant le versement d'une indemnité ainsi, quel que soit la nature des biens considérés le concessionnaire ne peut doter les ouvrages qu'il finance que d'un amortissement industriel.

La lecture des amortissements a été amélioré par le fait que le concessionnaire communique dorénavant au concédant si l'ouvrage est un bien de premier établissement ou remplaçant. Cependant la connaissance de la méthode d'amortissement est compliquée par une présentation partielle dans plusieurs états comptables que le concédant ne peut recouper.

En l'état actuel des informations disponibles, la lecture des amortissements pratiqués par le concessionnaire GRDF reste limitée : Seul l'amortissement de dépréciation peut être identifié et recalculé à partir de l'inventaire comptable détaillé et ce, quelle que soit la concession considérée («historique » ou DSP loi SAPIN).

Depuis 2015, GRDF communique la valeur brute des biens de reprise et des biens propres identifiés sous le vocable "autres biens". En 2017, la valeur brute ces biens pour l'ensemble des concessions, s'établit à 21 859 K€ en progression de 10,3% par rapport à 2016.

Dans cette catégorie de bien on retrouve les compteurs et d'autres immobilisations telles que les applications informatiques, le matériel informatique, le véhicules, les terrains affectés selon une clé de répartition en fonction du nombre de point de livraison à la maille nationale ou régionale.....

En 2017 et pour la première fois, le concessionnaire a communiqué la valeur nette comptable de ces ouvrages.

La valeur nette de ces ouvrages s'établit pour l'ensemble de la concession à 9 028 K€, le montant des amortissements recalculé par le SDEC ENERGIE s'établit donc à 12 832 K€ pour un taux d'amortissement de 41%.

Depuis la publication de la loi de transition énergétique, l'article L2224-31 du CGCT précise que le concessionnaire communique, un compte rendu annuel qui comporte, notamment, la valeur brute ainsi que la valeur nette comptables... et la valeur nette réévaluée des ouvrages pour la distribution de gaz naturel.

L'article D2224-50 du CGCT précise en outre que l'inventaire des ouvrages identifiés les biens de retour et comme biens de reprise, par famille d'ouvrages et distinguant, lorsque l'information est disponible, s'il s'agit d'ouvrages de premier établissement ou de renouvellement.

Cet inventaire doit indiquer la valeur initiale ou brute des ouvrages et l'origine de leur financement ainsi que leur valeur nette, réévaluée selon les principes de fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour ceux financés par l'organisme de distribution ;

Ce même article précise pour ce qui concerne le compte d'exploitation qu'en particulier, les charges relatives aux investissements correspondent à celles calculées selon la méthode retenue par la Commission de régulation de l'énergie.

L'article D2224-51 du CGCT précise en outre, qu'un arrêté du ministre chargé de l'énergie précisera le mode de calcul de la valeur nette réévaluée des ouvrages présentée dans l'inventaire.

Cet arrêté n'a pas été publié à ce jour. Néanmoins, le concessionnaire communique depuis trois ans la valeur nette réévaluée des ouvrages par immobilisation.

Cette valeur nette réévaluée vise à représenter la part des ouvrages financés par GRDF non couverte à ce jour, par le tarif ATRD qu'il perçoit, à la différence de la valeur nette comptable qui représente la valeur brute des ouvrages à laquelle ont été soustraits les amortissements pratiqués par le concessionnaire.

Elle est déterminée à partir de la valeur de l'ouvrage réévaluée de l'inflation à laquelle il a été soustrait la charge de remboursement économique.

Le taux d'inflation considéré par GRDF est celui pris en compte par le CRE depuis 2003, c'est-à-dire celui de l'Indice des Prix à la Consommation (IPC).

A fin 2017, la valeur nette réévaluée pour l'ensemble des concessions atteint 119 257K €. Ainsi, plus des deux tiers des biens financés par le concessionnaire et affectés aux concessions du SDEC ENERGIE n'ont pas été couverts par le tarif d'acheminement fixé par le CRE (près des trois quart dans le cas des biens de retour)

Le SDEC ENERGIE s'interroge sur le risque financier à court ou moyen terme dès lors que l'ensemble des éléments permettant d'acter du financement complet des biens de retour en fin de contrat serait masqué.

Ceci s'avère renforcé par les positions écrites du concessionnaire qui précise que le versement d'une indemnité de sortie basée sur la valeur nette réévaluée n'est pas à écarter en cas d'ouverture du périmètre historique à la concurrence : configuration totalement exclue eu égard aux pratiques comptables du délégataire en matière d'amortissement et de provision pour renouvellement.

Depuis 2015, le concessionnaire communique l'origine de financement des ouvrages, ouvrage par ouvrage.

Pour le contrat historique comme pour toutes les DSP, la valeur des biens financés par le Concédant est considérée comme quasi nulle par le concessionnaire. On remarque donc que les deux origines de financement qui figurent dans les documents transmis par le concessionnaire au titre de l'information relative aux droits du concédant, à savoir : les biens financés par l'affectation de la provision pour renouvellement et les biens remis gratuitement à l'origine et en cours de contrat de concession, ne figurent pas dans les origines de financement retracées dans les fichiers remis par le concessionnaire. Le SDEC ENERGIE s'interroge sur la portée de cet écart.

## 5.5. Les droits du concédant

CONCESSION 1997 en K€	2014	2015	2016	2017
Valeur des remises gratuites (biens financés par des tiers et biens financés par GRDF au titre du précédent contrat)	13 790	20 907	35 797	41 525
- Dépréciation des remises gratuites	5 805	9 342	15 729	18 948
Amortissement de caducité	47 118	44 869	63 217	63 781
- Dépréciation des biens non renouvelables	31 033	30 265	42 790	43 515
Provision utilisée	23 852	25 127	31 162	32 285
<b>Total Droits du concédant</b>	<b>47 923</b>	<b>51 296</b>	<b>71 658</b>	<b>75 128</b>

Le montant du droit du concédant correspond, au terme de la concession, à la valeur des biens qui seront remis gratuitement par le concessionnaire à l'autorité concédante. C'est schématiquement la fraction des immobilisations nettes déjà payée par les usagers ou les collectivités, qui n'auront donc pas à être indemnisées.

Au 31/12/2017, le compte « droits du concédant » atteint 75 128 K€.

Le montant du droit du concédant évolue de 5% par rapport à 2016.

Le concédant souligne que les données des sous-comptes du droit du concédant ne sont pas traçables: ces données sont communiquées de manière agrégée sans détail. Cet état de fait nuit à la significativité de ces agrégats, il est notamment impossible de tracer les financements réciproques du concessionnaire et du concédant et le solde des financements à récupérer par le concessionnaire.

CONCESSION 2005 en K€	2014	2015	2016	2017
Valeur des remises gratuites	294	294	294	390
- Dépréciation des remises gratuites	17	24	30	38
Amortissement de caducité	0	0	0	0
- Dépréciation des biens non renouvelables	0	0	0	0
Provision utilisée	0	0	0	0
<b>Total Droits du concédant</b>	<b>277</b>	<b>270</b>	<b>264</b>	<b>352</b>

CONCESSION 2006 en K€	2014	2015	2016	2017
Valeur des remises gratuites			53	53
- Dépréciation des remises gratuites			7	8
Amortissement de caducité			0	0
- Dépréciation des biens non renouvelables			0	0
Provision utilisée			0	0
<b>Total Droits du concédant</b>			<b>46</b>	<b>44</b>

CONCESSION 2007 en K€	2014	2015	2016	2017
Valeur des remises gratuites	47	47	47	89
- Dépréciation des remises gratuites	3	4	5	7
Amortissement de caducité	0	0	0	0
- Dépréciation des biens non renouvelables	0	0	0	0
Provision utilisée	0	0	0	0
<b>Total Droits du concédant</b>	<b>44</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	<b>82</b>

Dans le cas des concessions 2005, 2006 et 2007, les biens seront remis à la Collectivité en « état normal de service » moyennant le versement d'une indemnité égale à la valeur nette comptable des biens concédés financés par GRDF réévaluée au moyen de l'indice PIBM.

Dans ce contexte, le concessionnaire ne pratique qu'un amortissement industriel.

Au terme de l'exercice 2017, la valeur des « droits du concédant » présentés dans les états comptables produits par GRDF atteint :

- 352 K€ pour la DSP 2005 ;
- 44 K€ pour la DSP de Maltot;
- 82 K€ pour la DSP 2007.

## 5.6. Le compte d'exploitation

CONCESSION 1997 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2014	2015	2016	2017
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	16 392	17 499	25 845	25 118
Recettes liées aux prestations complémentaires	1 302	942	1 710	1 738
Rec ach du gaz vers réseau aval hors zone de desserte pérég.				25
<b>Total recettes</b>	<b>17 693</b>	<b>18 440</b>	<b>27 555</b>	<b>26 881</b>
	Dépenses en k€			
Charges d'exploitation de la concession	10 436	8 846	12 580	11 527
Charges liées investissements sur les biens concédés	8 425	8 474	10 309	10 450
Charges liées investissements autres biens	1 250	1 327	1 955	2 168
<b>Total dépenses</b>	<b>20 111</b>	<b>18 647</b>	<b>24 845</b>	<b>24 145</b>
<b>Total</b>	<b>-2 418</b>	<b>-207</b>	<b>2 710</b>	<b>2 736</b>
Dont impact climatique	-113	920	503	-191
Dont contribution de la concession à la péréquation tarifaire	-2 380	-1 361	88	913
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	76	235	2 094	2 014

CONCESSION 2005 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2014	2015	2016	2017
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	145	163	188	193
Recettes liées aux prestations complémentaires	10	9	10	20
Rec ach du gaz vers réseau aval hors zone de desserte péréq				0
<b>Total recettes</b>	<b>155</b>	<b>172</b>	<b>198</b>	<b>213</b>
	Dépenses en k€			
Charges d'exploitation de la concession	140	104	98	110
Charges liées investissements sur les biens concédés	221	222	196	199
Charges liées investissements autres biens	11	12	14	16
<b>Total dépenses</b>	<b>372</b>	<b>338</b>	<b>308</b>	<b>326</b>
<b>Total</b>	<b>-217</b>	<b>-166</b>	<b>-110</b>	<b>-112</b>
Dont impact climatique	-0	9	3	-1
Dont contribution de la concession à la péréquation tarifaire	-224	-185	-130	-131
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	8	10	17	20

CONCESSION 2006 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2014	2015	2016	2017
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel			26	26
Recettes liées aux prestations complémentaires			1	2
Rec ach du gaz vers réseau aval hors zone de desserte péréq				0
<b>Total recettes</b>			<b>28</b>	<b>27</b>
	Dépenses en k€			
Charges d'exploitation de la concession			13	14
Charges liées investissements sur les biens concédés			31	31
Charges liées investissements autres biens			2	3
<b>Total dépenses</b>			<b>47</b>	<b>47</b>
<b>Total</b>			<b>-20</b>	<b>-20</b>
Dont impact climatique			1	-0
Dont contribution de la concession à la péréquation tarifaire			-23	-23
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise			2	3

CONCESSION 2007 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2014	2015	2016	2017
Recettes liées à l'acheminement du gaz naturel	14	16	18	17
Recettes liées aux prestations complémentaires	2	1	0	1
Rec ach du gaz vers réseau aval hors zone de desserte péréq	0	0	0	0
<b>Total recettes</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>17</b>
	Dépenses en k€			
Charges d'exploitation de la concession	17	12	13	12
Charges liées investissements sur les biens concédés	32	32	28	29
Charges liées investissements autres biens	1	1	1	1
<b>Total dépenses</b>	<b>50</b>	<b>45</b>	<b>43</b>	<b>42</b>
<b>Total</b>	<b>-34</b>	<b>-28</b>	<b>-24</b>	<b>-25</b>
Dont impact climatique	0	1	0	-0
Dont contribution de la concession à la péréquation tarifaire	-35	-31	-27	-27
Dont part locale de la performance nationale de l'entreprise	1	2	2	2

Pour ce qui concerne les produits de ce compte de régulation, deux principaux types de recettes peuvent être perçus par le distributeur GRDF :

- Les recettes d'acheminement du gaz naturel
- Les recettes « hors acheminement », c'est-à-dire issues de la facturation des prestations réalisées par GRDF dans le cadre de son catalogue dédié.

La mise en œuvre du compte de régulation (2014) n'a entraîné aucune modification sur les méthodes d'affectation des recettes d'exploitation en dehors de l'introduction d'un effet de correction climatique.

A fin 2017, les recettes perçues par GRDF et inscrites au sein des comptes de régulation diminuent de 2.4 %. Les recettes liées à l'acheminement du gaz diminuent de 2.8 % tandis que les recettes liées aux prestations augmentent 2.7%.

Pour ce qui concerne les charges de ce compte de régulation :

En 2017, les charges reculent de 2,7% : les charges d'exploitation reculent de 8,2% tandis que les charges d'investissement progressent de 2,9%

Jusqu'en 2014, les charges présentées par GRDF regroupaient :

- Les charges d'exploitation
- Les charges calculées

Afin de palier à l'imprécision des charges d'exploitation GRDF a conçu un nouveau modèle basé sur une identification de chaque type de dépenses selon ses différentes mailles, la définition de clefs de répartition et la présentation des charges d'exploitation décomposées en 15 postes de charge. Cependant, à la suite des

échanges avec le concessionnaire, il ressort que les valeurs présentées sont complexes à contrôler et que les natures de dépenses sont opaques.

Les charges calculées représentaient jusqu'en 2014 les dotations nettes aux amortissements et aux provisions. Ces charges calculées ont été remplacées une quote-part des recettes tarifaires autorisées (ATRD) intitulée « charges de capital normatives ».

Cette composante des recettes autorisées se décompose en deux parts une part dite « d'amortissement » et une autre part dite « de rémunération financière » qui assure au concessionnaire un revenu calculé sur la valeur amortie réévaluée de ses financements. Le taux appliqué dans ce cadre était de 6% en 2015 et de 5% en 2016 et 2017.

Dès lors, la composante dite «charges de capital normatives» du revenu autorisé :

- ne constitue pas réellement un coût car elle comprend une quote-part de recettes destinées à venir constituer le résultat du concessionnaire. Cette quote-part ne devrait donc pas être déduite du compte de résultat ;
- ne correspond pas pour sa part destinée à amortir les investissements du concessionnaire aux coûts d'amortissement réellement supportés par le concessionnaire.

Dès lors que, dans le nouveau compte de régulation cette composante du tarif est retranchée des recettes comme si elle représentait une charge réelle de la concession, on va assister à une déconnexion mécanique entre le résultat comptable réel de la société GrDF et la somme des résultats présentés au titre des différentes Concessions exploitées par cette société.

En 2017, les charges d'investissement s'élèvent à 12.6 millions d'euros sur la concession historique.

## 5.7. Le bilan de la partie comptable

<b>Points forts</b>	Communication de l'origine de financement des ouvrages biens par biens
	Communication sur la nature des biens : ouvrage de premier établissement ou remplaçant
	Amélioration de la connaissance des valeurs comptables des « autres ouvrages » de la concession, et notamment communication de la valeur nette comptable des « autres ouvrages »
<b>Points en attente</b>	Clarifier la portée de la notion de valeur réévaluée dans le cadre de l'indemnité de sortie
<b>Points faibles</b>	Transparence limitée en matière de détermination des amortissements
	Insuffisance sur la traçabilité des origines de financement : les biens financés par l'affectation de la provision pour renouvellement, et les biens remis gratuitement à l'origine d'un contrat de concession ou en cours de contrat n'apparaissent pas en qualité de biens financés par le concédant
	Absence d'informations sur l'impact de la provision pour renouvellement sur les comptes des concessions
	Absence de traçabilité des évolutions des sous comptes du droit du concédant
	Le calcul des charges du compte d'exploitation reste opaque : <ul style="list-style-type: none"><li>• Les charges sont massivement indirectes</li><li>• La traçabilité des éléments de calcul de ces charges est très limitée</li></ul>