Le 21 octobre 2016

Distribution publique de gaz en réseau concédée à GRDF

Mission de contrôle 2015
Rapport de contrôle

Données 2014

Concessions GRDF

SOMMAIRE

1. LES USAGERS 3

1.1. Le nombre des usagers et leur consommation 3
1.2. Les usagers par segmentation de puissance 3
1.3. Les consommations par segmentation de puissance 4
1.4. Les tarifs d'abonnement et d'acheminement pour le distributeur 4
1.5. La non relève des compteurs 5
1.6. Le suivi des engagements de service 5
1.7. Les réclamations 2014 6
1.8. L'accueil de GRDF 7
1.9. Le bilan de la partie usagers 8

2. LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE 9

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 11
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 12
2.7. Bilan de la partie travaux 13

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION 14

3.1. Le linéaire de réseau par nature 14
3.2. Les branchements 15
3.3. L'âge moyen du réseau pour la concession 1997 16
3.4. Evolution du linéaire de réseau dont l'âge est de 45 ans ou plus pour la concession 1997 17
3.5. Décomposition du linéaire de réseau en fonction des décennies de pose pour la concession 1997 17
3.6. Le suivi du nombre des accessoires de réseaux 18
3.7. La cartographie des ouvrages 19
3.8. Bilan de la partie ouvrages de la concession 19

4. QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE 20

4.1. Le nombre des incidents 20
4.2. Les sièges et causes des incidents 20
4.3. Les taux d'incidents par type de réseau 21
4.4. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages 22
4.5. Le linéaire de réseau surveillé 22
4.6. Bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité 23

5. CONTRÔLE AU QUOTIDIEN 24

5.1. Les dossiers traités 24
5.3 Bilan de la partie « contrôle au quotidien » 25

6. ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE 26

6.1. L'évolution de la valeur brute des ouvrages 26
6.2. Les dépenses d'investissement 27
6.3. La valeur comptable des ouvrages concédés 28
6.4. Les droits du concédant 29
6.5. Le compte d'exploitation 30
6.6. L'audit sur les inscriptions comptables des mises en service et des retraits d'ouvrages 33
6.7. Le bilan de la partie comptable 34

PREAMBULE

Le SDEC ÉNERGIE, collectivité organisatrice du service public de gaz, a conclu en **1997**, **2005** et **2007** des contrats de concession avec GRDF, Gaz Réseau Distribution France, pour une durée de 30 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 2014**.

Le territoire des concessions de service public de distribution de gaz signées en 1997, en 2005 et 2007 comprend les **63 communes** suivantes :

Concession historique			DSP1 2005	DSP2 2007
56 communes			5 communes	2 communes
ARGENCES	EQUEMAUVILLE	PONT L'EVEQUE	AVENAY	LE MESNIL BACLEY
AUNAY SUR ODON	ESQUAY NOTRE DAME	RANVILLE	BENOUVILLE	ST MANVIEU NORREY
BAYEUX	EVRECY	ROSEL	BRETTEVILLE L'ORGUEILLEUSE	
BENERVILLE SUR MER	FEUGUEROLLES BULLY	SANNERVILLE	ESCOVILLE	
BIEVILLE BEUVILLE	FONTENAY LE MARMION	ST ARNOULT	ST AUBIN D'ARQUENAY	
BLONVILLE SUR MER	GAVRUS	ST CONTEST		
BONNEVILLE SUR TOUQUES	GLOS	ST GATIEN DES BOIS		
BOURGUEBUS	HERMANVILLE SUR MER	ST GERMAIN LA BLANCHE HERBE		
CABOURG	HONFLEUR	ST MARTIN DES ENTREES		
CAEN	HUBERT FOLIE	ST PIERRE SUR DIVES		
CAIRON	IFS	TOURGEVILLE		
CAMBES EN PLAINE	LANTHEUIL	TROUVILLE SUR MER		
CANAPVILLE	LION SUR MER	VERSON		
COLLEVILLE MONTGOMMERY	LIVAROT	VILLERS BOCAGE		
CORMELLES LE ROYAL	LOUVIGNY	VILLERVILLE		
COUDRAY RABUT	MATHIEU	VIMONT		
COURSEULLES SUR MER	MERVILLE FRANCEVILLE PLAGE			
CRESSERONS	MEZIDON CANON			
CREULLY	MOULT			
EPRON	PERIERS SUR LE DAN			

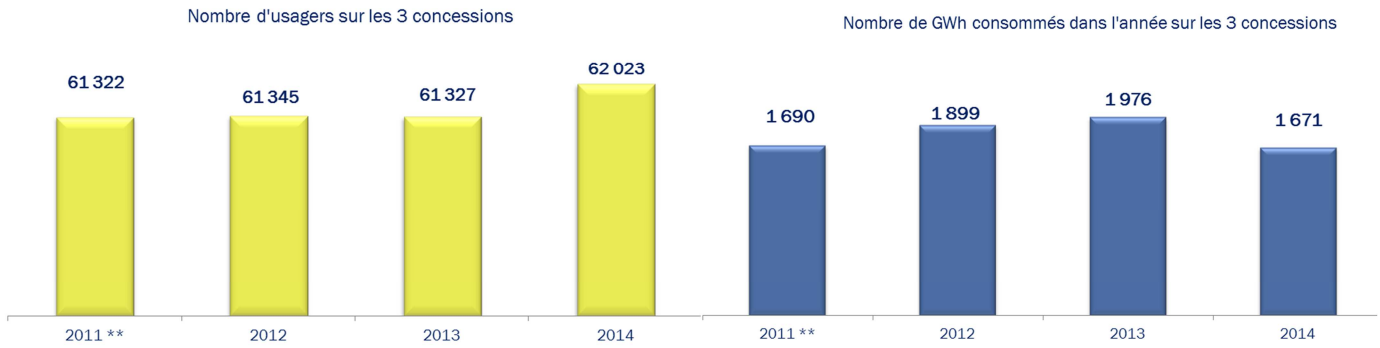
1. LES USAGERS

Depuis le 1er juillet 2007, les usagers du gaz naturel peuvent choisir librement leur fournisseur. L'ouverture des marchés a eu pour conséquence la séparation physique et comptable des activités de distribution et de fourniture.

Selon trois contrats de concessions, le SDEC ÉNERGIE a consenti à GRDF cette distribution, ce concessionnaire est responsable de l'acheminement du gaz naturel et de l'exploitation du réseau de distribution publique de gaz sur les **63 communes concernées** par ces contrats.

1.1. Le nombre des usagers et leur consommation

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2011[1]	2012	2013	2014[2]	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
Nombre d'usagers[3]	60 872	60 856	60 798	**61 431**	405	439	480	**538**	45	50	49	**54**
Nombre de GWh[4] consommés	1 674	1 882	1 960	**1 658**	15,61	16,30	15,04	**11,93**	0,81	1,01	1,15	**0,94**



Le nombre d'usagers de la concession 1997 augmente par rapport à 2013 (+1%). Cette évolution est relative et s'explique principalement par l'intégration au périmètre de la concession des données de la commune de **Livarot** en 2014.

Les concessions 2005 et 2007 **poursuivent leur développement** (+ 12% pour la concession 2005 et + 10% pour la concession 2007).

Malgré une hausse du nombre d'usagers, les consommations des 3 concessions diminuent de 15%.

1.2. Les usagers par segmentation de puissance

Nombre d'usagers	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
T1 < à 6 000 kWh/an	17 925	17 992	17 738	**17 209**	13	17	19	**28**	3	4	2	**5**
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	42 364	42 275	42 465	**43 607**	388	418	458	**507**	42	46	47	**49**
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	565	570	576	**596**	3	3	2	**3**	-	-	-	**-**
T4 > à 5 000 000 kWh/an	18	18	18	**19**	1	1	1	**-**	-	-	-	**-**
Total	**60 872**	**60 856**	**60 798**	**61 431**	**405**	**439**	**480**	**538**	**45**	**50**	**49**	**54**

1 2011 : y compris l'intégration des 107 usagers de la commune de Vimont.
2 2014 : y compris l'intégration des usagers de la commune de LIVAROT.
3 Par commodité de langage on entend par nombre d'usagers le nombre de point de comptage et d'estimation (PCE).
4 1GWh = 1 million de KWh.

Pour la concession 1997, en 2014, on observe une baisse du nombre d'usagers T1 (-3%) et une hausse du nombre d'usagers T2 (+3%). L'érosion du nombre d'usagers de la cuisson au gaz au profit de la cuisson électrique explique la baisse du nombre d'usagers T1. La hausse du nombre d'usagers T2 s'explique par un taux de placement du gaz en logement neuf plus important.

Pour la concession 2005, le nombre d'usagers progressent : T1 (+47%) et T2 (+11%). **On note également un nouvel usager gros consommateur T3.**

Concernant la concession 2007, le nombre d'usagers T1 et T2 progressent.

1.3. Les consommations par segmentation de puissance

Concession 1997 consommations en GWh	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
T1 < à 6 000 kWh/an	32	33	38	**30**	0,06	0,05	0,1	**0,1**	0,004	0,007	-	**0,028**
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	726	876	929	**731**	5,5	7	8,3	**6,7**	0,80	1	1,15	**0,909**
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	457	508	525	**451**	8,5	2,2	2,1	**3,8**	-	-	-	-
T4 > à 5 000 000 kWh/an	460	464	469	**446**	1,5	7	4,6	**1,3**	-	-	-	-
Total	**1 674**	**1 882**	**1 960**	**1 658**	**15,6**	**16,3**	**15,0**	**11,9**	**0,81**	**1,01**	**1,15**	**0,937**

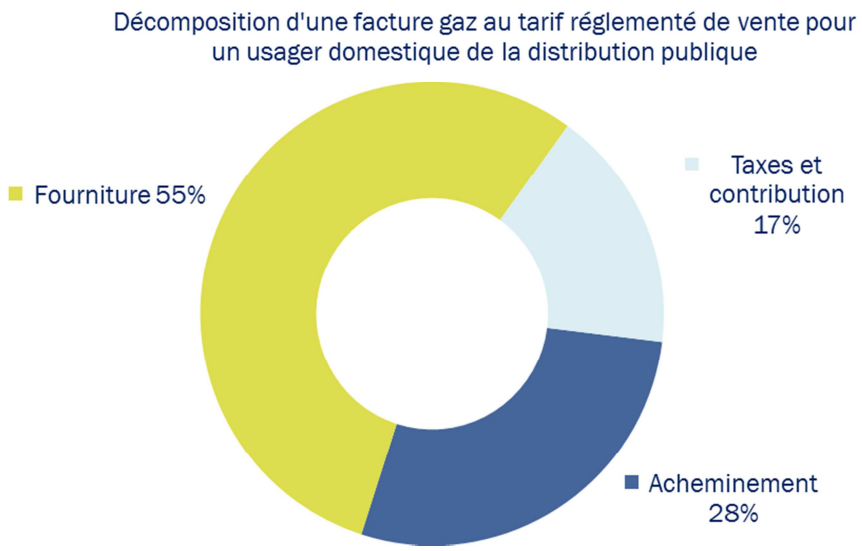
Sur les trois concessions, le volume global consommé diminue en moyenne de 15%.

Cet état de fait s'explique par des conditions climatiques plus clémentes enregistrées sur cette période, l'observation des Degrés Jours Unifiés calculés en 2014 confirme cet état de fait (2 285 contre 2703 en 2013, soit une baisse de 15%)[5].

En ce qui concerne la concession 2007, il convient de noter la forte baisse des consommations de la tranche T4 et la hausse de celles-ci pour la tranche T3.

Le volume moyen consommé par un usager T2 diminue quelle que soit la concession, entre 21 et 26% en 2014.

1.4. Les tarifs d'abonnement et d'acheminement pour le distributeur



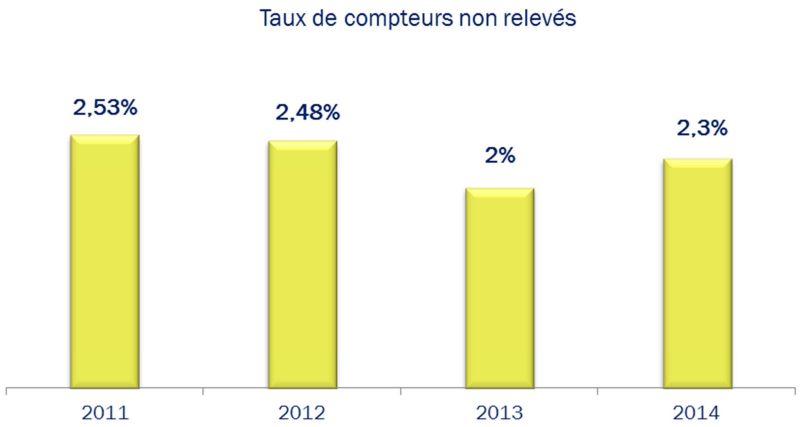
[5] Les degrés jour unifiés (DJU), permettent de réaliser des estimations de consommations d'énergie thermique en proportion de la rigueur de l'hiver ou de la chaleur de l'été : Le degré jour est une valeur représentative de l'écart entre la température d'une journée donnée et un seuil de température préétabli (18 °C dans le cas des DJU ou Degré Jour Unifié). Sommés sur une période, ils permettent de calculer les besoins de chauffage et de climatisation d'un bâtiment.

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 des coûts de commercialisation et les coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs.
CTA : Contribution tarifaire d'acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.

OPTION Tarifaire	Abonnement annuel en €			Acheminement proportionnel en €/MWh			Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh		
	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14
T1 < à 6 000 kWh/an	30,96	32,28	**33,24**	24,57 €	25,57	**26,32**			
T2 de 6 000 à 300 000 kWh/an	119,64	124,56	**128,28**	7,23 €	7,52	**7,74**			
T3 de 300 000 à 5 000 000 kWh/an	679,92	707,64	**728,4**	5,07 €	5,28	**5,44**			
T4 > à 5 000 000 kWh/an	13 737,72	14 296,8	**14 717,16**	0,71	0,74	**0,76**	178,68	186,00	**191.52**

OPTION Tarifaire	Abonnement annuel en €			Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j			Terme annuel à la distance en €/mètre		
	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14	01-juil-12	01-juil-13	01-juil-14
TP Tarif de proximité	32 049,96	33 354,36	**34 335,00**	89,16	92,76	**95.52**	58,44 €	60,84	**62.64**

1.5. La non relève des compteurs



Bien que très légèrement plus élevé qu'en 2013, le taux de non relève (2,3%) reste très bon. Dès 2013, de nouvelles procédures mises en œuvre par le concessionnaire avaient permis d'améliorer ce taux.

Le nombre de réclamations portant sur les données de comptage a baissé passant de 84 en 2013 à 59 en 2014.

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 :

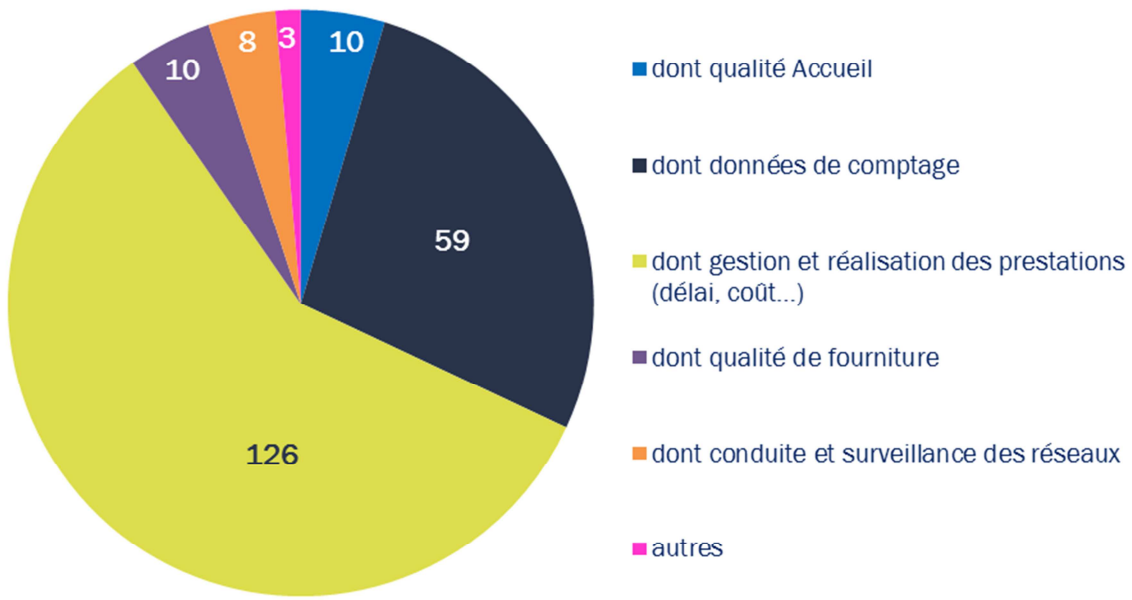
Engagement de :	Délai	2013			2014		
		Nombre d'actes	Non respect	% de non respect	Nombre d'actes	Non respect	% de non respect
Mise en service sans déplacement	maxi 8 semaines*	1 488	23	2%	1 770	7	0%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur	5 jours ouvrés	5 961	1 274	21%	6 154	503	8%
Mise en service avec déplacement sans pose compteur >25m³/h	5 jours ouvrés						
Mise en service avec déplacement avec pose compteur =<25m³/h	5 jours ouvrés						
Changement de fournisseur sans déplacement	+ ou - 7 jours calendaires	2 565	0	0%	4 458	2	0%
Coupure pour impayé	10 jours ouvrés	748	84	11%	738	96	13%
Résiliation (mise hors service suite à résiliation du contrat de fourniture)	5 jours ouvrés	5 487	1 614	29%	5 916	202	3%
Relevé spécial hors changement de fournisseur	10 jours	159	42	26%	200	13	7%

Les principales prestations (hors intervention d'urgence ou de dépannage) sont consécutives à la demande des fournisseurs ou des usagers.
Le nombre de ces prestations a augmenté de 18% (19 236 en 2014 contre 16 668 en 2013).
Le concédant souligne l'amélioration de la tenue des délais d'exécution de ces prestations :

- 4% des prestations sont exécutées hors délais en 2014 contre 19% en 2013. Il est à noter qu'il s'agit en 2014 du respect du délai mentionné dans le catalogue ou du délai souhaité par l'usager, cela a permis une amélioration notable des résultats.
- 92% des mises en service sont exécutées dans les délais.

A la demande de la Commission de Régulation de l'Energie, le concessionnaire indemnise systématiquement les usagers depuis juillet 2013, pour délai non tenu de son seul fait : **126 dédommagements sont comptabilisés en 2014 (contre 66 en 2013).**
Il est observé une baisse de **1 % des coupures pour impayés en 2014** (liée aux dispositions de la loi BROTTES qui interdisent de couper tous les usagers du 1er novembre au 31 mars de l'année N+1).

1.7. Les réclamations 2014



En 2014, les usagers de la concession ont présenté **216 réclamations** au concessionnaire contre 185 en 2013. Seulement 3 % de celles-ci lui sont directement adressées par les usagers.

L'augmentation de 17% des réclamations est relative ; un décalage temporel de traitement des réclamations adressées en 2013 pourrait expliquer cette augmentation.

Les réclamations portent au principal sur la gestion et la réalisation des prestations (58%) ainsi que sur les données de comptage (27%).

Le concessionnaire a précisé avoir fait évoluer son système d'informations, afin de qualifier ces réclamations avec plus de précisions ; cela s'est traduit par des ajouts ou des modifications de sous types.

En 2014, 4 dossiers ont été portés en instance d'appel et 3 ont été traités par le médiateur de l'énergie.
Le concessionnaire a transmis le détail de ces affaires à l'autorité concédante qui souligne une nouvelle fois leur bonne traçabilité.

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. Les appels sont acheminés vers chaque site « Accueil Accès Gaz » en fonction du code postal fourni par l'appelant. La ligne est dédiée aux demandes concernant l'accès au réseau gaz ainsi qu'à son développement et à sa promotion.

L'accueil "Acheminement" :

Cet accueil est chargé de la relation avec les fournisseurs agréés et actifs sur le marché de la fourniture de gaz naturel. Il gère les contrats d'acheminement et calcule quotidiennement les quantités de gaz acheminées sur le réseau par chaque fournisseur, base de la facturation aux clients finaux.

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

Points forts	Communication des éléments souhaités et complétude des réponses apportées
	Transparence dans le traitement des réclamations
	Amélioration du respect des délais de prestations avec un nouvel indicateur tenant compte de la date souhaitée par l'usager

Point à améliorer (demande récurrente)	Faible augmentation du nombre d'usagers (particulièrement sur la concession historique)

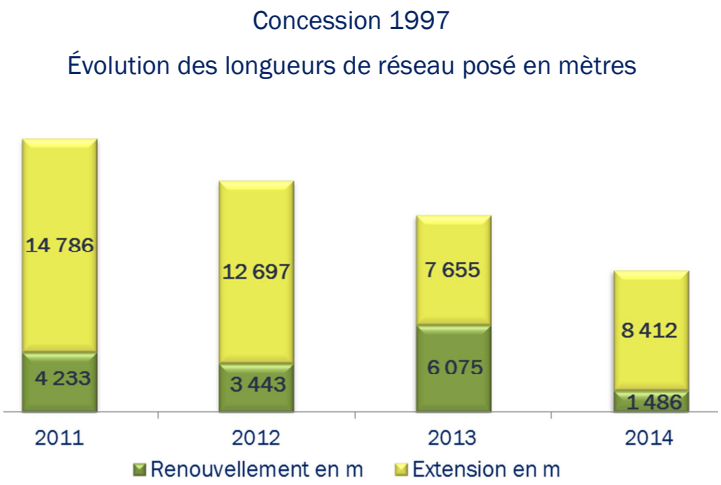
2. LES TRAVAUX DU CONCESSIONNAIRE

2.1. Le linéaire de réseau réalisé

A la suite de la réalisation de travaux sur le réseau de distribution public de gaz, le concessionnaire s'astreint à mettre à jour la cartographie dans un délai d'un mois après la mise en gaz et à procéder aux immobilisations comptables dans un délai de 2 mois.

Le concédant a constaté, pour les linéaires de canalisations posées, des écarts entre le compte rendu d'activités fourni par le concessionnaire et les fichiers informatiques, par ailleurs. Le concessionnaire explique ces écarts comme étant dus aux linéaires de canalisations abandonnées.

CONCESSION 1997	Linéaire de réseau posé en m			
	2011	2012	2013	2014
Extension	14 786	12 697	7 655	**8 412**
Renouvellement	4 233	3 443	6 075	**1 486**
dont renouvellement acier	1 442	1 935	160	**533**
dont renouvellement fonte	2 396	1 436	-	**75**
dont renouvellement cuivre	24	-	-	**-**
dont renouvellement divers	485	60	5 914	**878**
Total	**19 019**	**16 140**	**13 730**	**9 898**



En 2014, le linéaire total de réseau posé est le plus faible depuis 2006. Il a fortement diminué entre 2013 et 2014 (-28%). Des canalisations de réseau de gaz sont posées via deux typologies de travaux : **les extensions** et **le renouvellement**.

Le linéaire posé en extension a augmenté de 10% par rapport à 2013, année du plus faible linéaire créé en extension depuis 2006. Le linéaire posé lors des travaux de renouvellement a chuté de 76% entre 2013 et 2014, pour atteindre le linéaire renouvelé le plus faible observé depuis 2006.

Le concessionnaire n'a pas de programme de renouvellement systématique ni pour les réseaux déjà amortis de plus de 45 ans, ni pour les 109 km de réseau basse pression car selon lui, ces réseaux ne sont pas plus concernés que les autres par les fuites ou la corrosion. Cependant, le concessionnaire n'apporte pas les éléments techniques prouvant que ces réseaux ne nécessitent pas de programmes de renouvellement spécifiques.

Le SDEC ÉNERGIE constate 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.

CONCESSION 2005	Linéaire de réseau posé en ml			
	2011	2012	2013	2014
Avenay	-	-	-	**-**
Bénouville	-	496	-	**40**
Bretteville L'Orgueilleuse	688	-	115	**1 689**
Escoville	-	341	260	**-**
St Aubin d'Arquenay	-	-	0	**361**
Total	**688**	**837**	**375**	**2 090**

En 2014, sur la DSP 2005, des travaux ont été réalisés **sur les communes de Bénouville, Bretteville l'Orgueilleuse et Saint Aubin d'Arquenay**.

CONCESSION 2007	Linéaire de réseau posé en ml			
	2011	2012	2013	2014
Saint Manvieu Norrey	635	345	-	25
Mesnil Bacley	-	-	-	-
Total	**635**	**345**	**-**	**25**

En 2014, sur la DSP 2007, des travaux ont été réalisés sur la commune de **St Manvieu Norrey**.

2.2. Les travaux sur les branchements

		2011	2012	2013	2014
Concession 1997	Nb de branchements réalisés en extension	743	837	497	**542**
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	14 786	12 697	7 655	**8 412**
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	20	15	15	**16**
	Nb de branchements réalisés en densification	-	619	151	**123**

		2011	2012	2013	2014
Concession 2005	Nb de branchements réalisés en extension	59	68	33	**148**
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	688	837	375	**2 090**
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	12	12	11	**14**
	Nb de branchements réalisés en densification	6	5	6	**4**

		2011	2012	2013	2014
Concession 2007	Nb de branchements réalisés en extension	23	18	0	**1**
	Longueur de réseau réalisée en extension en m	635	345	0	**25**
	Linéaire de réseau d'extension moyen en m par branchement (dans l'année)	28	19	0	**25**
	Nb de branchements réalisés en densification	1	1	0	**1**

Pour les concessions 1997 et 2007, le nombre de branchements réalisés en extension en 2014 est légèrement plus important qu'en 2013. Pour la concession 2005, le nombre de branchements réalisés en extension en 2014 est le plus important depuis sa création.

Le nombre de branchements réalisés en densification reste faible en 2014 pour l'ensemble des concessions. Il est en baisse sur les concessions 1997 (-19%) et 2005 (-33%) par rapport à 2013. Ces données sont corrélées aux observations concernant le linéaire de réseau posé. Mise à part la concession 2005 en 2014, le réseau de gaz naturel évolue peu en extension et en densification.

Le linéaire moyen de réseau par branchement réellement posé lors des extensions en 2014 est compris entre 14 et 25 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 augmente en 2014 après avoir diminué pendant plusieurs années.**

2.3. Le suivi des études de rentabilité

Toutes concessions confondues		2011	2012	2013	2014
Nombre d'études de rentabilité reçues		41	98	89	**86**
Ensemble des B/I	B/I positifs	40	80	73	76
	B/I négatifs	1	18	16	10
B/I > 0	Linéaire de réseau prévu en m	13 988	19 979	16 371	**17 749**
	Nombre de branchements prévus	599	2 736	2 083	1 717
	Linéaire de réseau prévu par branchement en m	23	7	8	10
Etudes aboutissant à un dossier de travaux dans l'année	Nombre de dossiers travaux			26	**63**
	Linéaire réseau prévu en m			7 977	**15 434**
	Nombre de branchements prévus			1 006	**1 472**
	Investissements nets actualisés prévus (k€)			473	**1 609**
	Montant des remises gratuites prévues (k€)			379	**774**
	Participations financières complémentaires demandées aux clients en années 0 (k€)			501	**40**
	Linéaire de réseau moyen par branchement prévue en m			8	**10**
Proportion de B/I négatifs		**2%**	**18%**	**18%**	**12%**

Si une demande d'extension est supérieure à 35 m par branchement, GRDF réalise des études de rentabilité (B/I).

Le nombre des études de rentabilité (B/I) reçues est en diminution depuis 2012 (-12%), pour atteindre 86 en 2014. La proportion d'études de rentabilité négatives transmises a également diminué, passant de 18% en 2012 et 2013 à 12% en 2014. Cette proportion a été divisée par deux depuis 2007.

Le linéaire moyen de réseau par branchement lors des calculs théoriques de rentabilité est de **10 m en 2014**. Il a chuté depuis 2008 où il était de 25 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[6]		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Entretien préventif délibéré en k€	394	811	833	917	322	454	447
Entretien curatif en k€ (immédiat + différé)	523	942	945	868	367	456	478
TOTAL	**917**	**1 75**	**1 778**	**1 785**	**689**	**910**	**926**

Le concessionnaire **transmet les montants des maintenances préventive et curative à la maille de la Basse Normandie en précisant qu'il s'agit de dépenses réelles. Les montants qu'il fournit à la maille de la concession sont obtenus à l'aide d'une clé de répartition. Le SDEC ÉNERGIE n'a donc pas l'assurance que les montants présentés correspondent réellement à des actions de maintenance effectuées sur son territoire.**

Le concessionnaire ne transmet pas de programme de maintenance sur 3 ans, mais uniquement le programme de visites du véhicule de surveillance du réseau (VSR) sur 3 mois à venir au maximum. Il indique que l'extraction des données de maintenance concernant les seules communes adhérentes au SDEC ÉNERGIE est complexe.

6 Le concessionnaire a utilisé une clé de répartition ne permettant pas de garantir l'effectivité de la maintenance sur les concessions.

Cependant, pour la mission de contrôle 2015, GRDF a précisé, par type d'ouvrage, les fréquences des actes de maintenance à réaliser, par type de contrôle et par classe de sensibilité des ouvrages. Il a ainsi précisé la fréquence des actes menés sur les ouvrages collectifs, les robinets / vannes, les postes de détente réseau et les protections cathodiques.

Concernant la maintenance curative, les données rapportées à la maille de la concession historique présentent une très forte augmentation pour les interventions sur canalisations ou accessoires réseau : +82% entre 2013 et 2014.

2.5. Visites périodiques pour étalonnage des compteurs : VPE (dépose-pose de compteurs – DPC)

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).

GRDF a précisé lors de l'audit que la DPC (Dépose Pose Compteurs) remplace l'activité précédente de VPE (Vérification Périodique et Etalonnage). Ce terme unique (DPC) recouvre toutefois deux opérations distinctes :

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

GRDF a également précisé que la VPE/DPC est réalisée sur les compteurs actifs et inactifs.

2.6. Evolution du nombre des compteurs à contrôler (ou déposer) dans l'année

A la demande du concédant, GRDF a fourni les quantités de compteurs à vérifier (ou remplacer) par commune, pour les années 2014 et 2015.

Le concédant constate que les compteurs traités en 2014 ne représentent que 42% du volume de compteurs concernés par la vérification des compteurs. Lors de l'audit, le concessionnaire a expliqué cet écart, en partie par l'inaccessibilité et d'autre part, par l'arrivée du compteur GAZPAR. En effet, le concessionnaire prévoit de résorber le stock de compteur à vérifier par le déploiement du compteur GAZPAR.

GRDF a indiqué que le déploiement de Gazpar sur la Basse Normandie débutera en 2018 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.

2.7. Bilan de la partie travaux

Points forts	Fourniture du nombre de compteurs à vérifier (vérification périodique des compteurs / dépose-poses compteurs) en flux et en stock, par commune pour l'année du contrôle et la suivante
	Précisions apportées sur le déploiement du compteur GAZPAR et son incidence sur les opérations de vérifications périodiques des compteurs (VPE/DPC)
	Transmission du programme prévisionnel de renouvellement pour l'année suivant celle objet du contrôle
	Précisions des différentes actions de maintenance réalisées et de leur fréquence

Points en attente	Mettre en œuvre des actions pour développer et 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

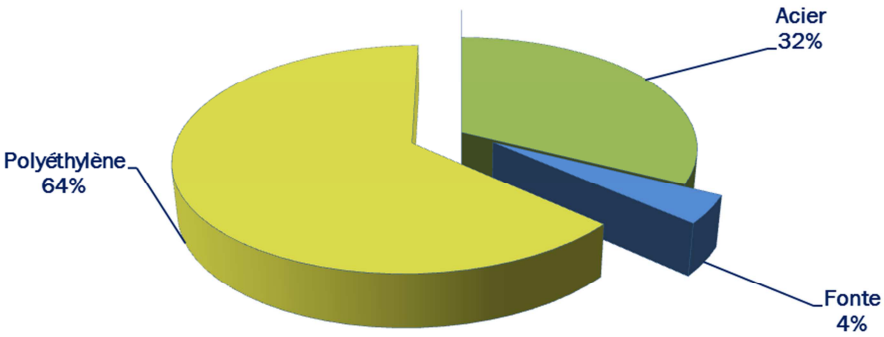
3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. Le linéaire de réseau par nature

Linéaire de réseau en km (hors branchement)	CONCESSION 1997			
	2011 [7]	2012	2013	2014[8]
Acier	391	**390**	**388**	**387**
Fonte	55	**53**	**50**	**49**
Polyéthylène	713	**729**	**742**	**761**
Total (en km)	**1 159**	**1 171**	**1 180**	**1 198**
Evolution n / n-1	1,6%	1,1%	0,7%	1,5%

En 2014, le linéaire de réseau augmente de presque 18 km, soit +1,5% par rapport à 2013. Cette augmentation est due à l'intégration des 11,6 km de réseau présents sur la commune de Livarot (nouvelle adhérente). En dehors de cette intégration, l'augmentation du linéaire entre 2013 et 2014 serait de 0,5%.

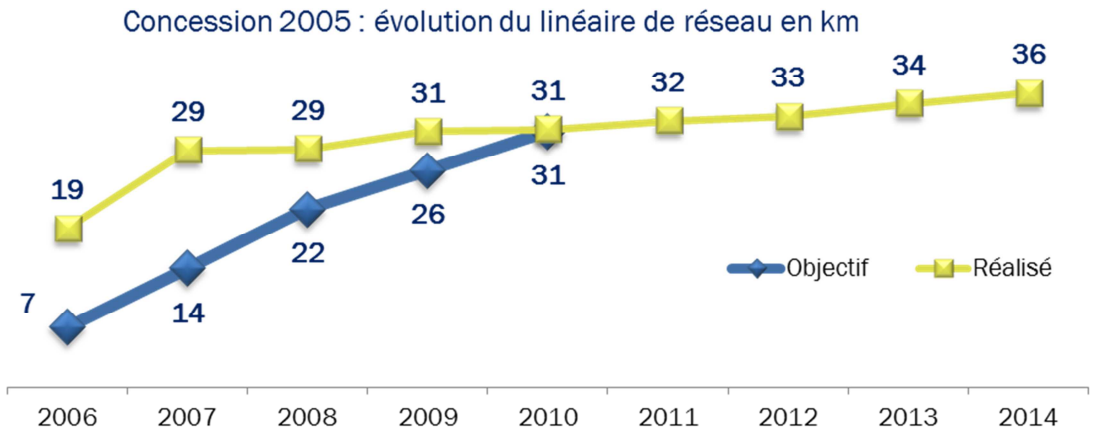
Concession historique 1997
Répartition du linéaire de réseau par matériau en 2014



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 2014	Tenue de l'objectif en 2014
		2011	2012	2013	2014			
Avenay	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	0,1	3,7	106%
Bénouville	8	6,1	6,7	6,7	6,7	0,7	7,4	92%
Bretteville l'Orgueilleuse	12	14,1	14,1	15,0	15,9	0,2	16,1	134%
Escoville	3,4	2,7	2,7	3,3	3,3	0,2	3,5	102%
Saint Aubin d'Arquenay	4,1	3,6	3,6	3,6	3,9	1,1	5,0	122%
Total en m	**31**	**30,0**	**30,6**	**32,1**	**33,4**	**2,2**	**35,6**	**115%**
Evolution n / n-1		3,4%	1,9%	4,9%	4,1			

En **2014, le linéaire de réseau de la concession 2005 augmente de 4,1%** par rapport à 2013. Les extensions réalisées se situent sur les communes de Bénouville, Bretteville l'Orgueilleuse, Escoville et St Aubin d'Arquenay.

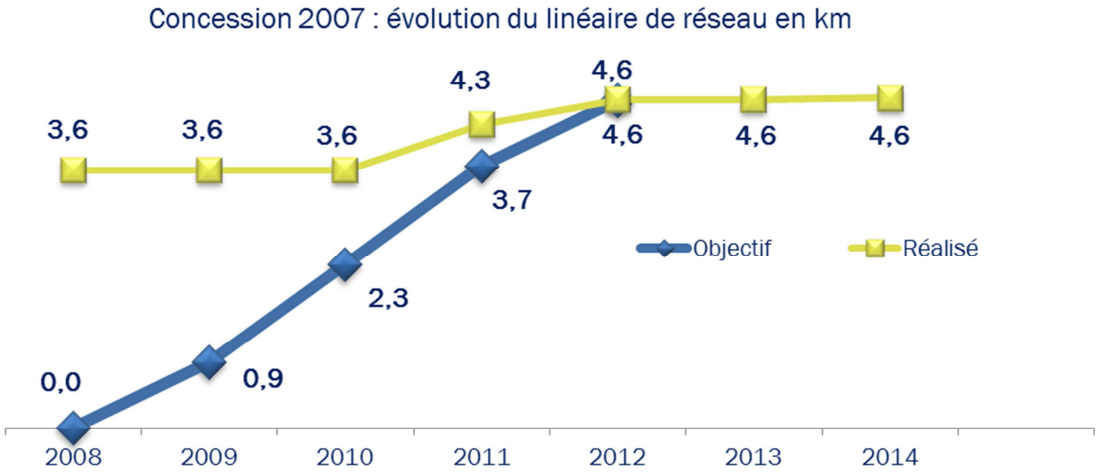
[7] 2011 : y compris l'intégration des 5km de la commune de Vimont (nouvelle adhérente)
[8] 2014 : y compris l'intégration des 11,6km sur la commune de LIVAROT (nouvelle adhérente)



Sur la concession 2005, GRDF a réalisé, depuis 2009, le linéaire global minimum imposé par le cahier des charges. À l'exception de Bénouville, cet état de fait est lié à une demande de la commune.

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 fin 2014	Tenue de l'objectif en 2014
		2011	2012	2013	2014			
Le Mesnil Bacley	0,1	0,8	0,8	0,8	0,8	-	-	-
St Manvieu Norrey	4,5	4,0	4,3	4,3	4,3	0,3	4,6	103%
Total en m	**4,6**	**4,7**	**5,1**	**5,1**	**5,1**	**0,3**	**4,6**	**101%**
Evolution n / n-1		16%	7%	0%	0,5			

En 2014, le linéaire de la concession 2007 a progressé de 0,5% par rapport à 2013. Le concessionnaire GRDF a étendu le réseau sur la commune de St MANVIEU NORREY.



Sur la concession 2007, GRDF a réalisé, depuis 2012, le linéaire global minimum imposé par le cahier des charges, ainsi que le linéaire minimum sur chaque commune de la concession.

3.2. Les branchements

Depuis l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations, GRDF doit répertorier tous les nouveaux branchements réalisés après cette date (article 15). Le cahier des charges de concession 1997 prévoit également que le concessionnaire transmette à l'autorité

concédante la cartographie (article 16) ainsi que les caractéristiques techniques (article 10 §5 annexe 1) de ces branchements.

Lors de l'audit mené en 2013, le concessionnaire a indiqué que les branchements créés après 2000 étaient cartographiés dans son système d'information géographique sur la grande échelle et sur la moyenne échelle depuis 2 ans seulement. L'inventaire des branchements est issu de la base de cartographie moyenne échelle. Le concessionnaire est conscient que tous les branchements n'y sont pas représentés.

GRDF ne fournit au SDEC ÉNERGIE ni la cartographie des branchements, ni les caractéristiques techniques attendues. Cependant, lors de l'audit 2014, le concessionnaire a indiqué que le projet national de rattrapage des branchements postérieurs à 2000 venait d'être validé. Il doit commencer début 2015 et durer 5 ans.
Les branchements fictifs sont transformés en branchements réels au fil de l'eau, selon les travaux réalisés dans les rues concernées.

Lors de la mission de contrôle 2015, GRDF a précisé que les branchements sont immobilisés en nombre et non pas en longueur. Une évolution de la longueur graphique d'un branchement en cartographie n'a donc pas d'influence sur la mise à jour des bases comptables. Le concessionnaire a décrit la procédure de mise à jour de la cartographie (RACING) qui est mise en œuvre dans un délai de 30 jours après la mise en gaz d'un branchement.

En synthèse, concernant les branchements collectifs, GRDF mène un projet qui va au-delà des exigences de l'arrêté. Par contre, concernant les branchements individuels, la mise à jour n'est effectuée qu'au fil de l'eau. La cartographie transmise au SDEC ÉNERGIE ne présente pas les branchements fictifs.

Il est demandé au concessionnaire de se conformer aux dispositions de l'arrêté du 13 juillet 2000 et du cahier des charges de concession.

3.3. L'âge moyen du réseau pour la concession 1997

	2011	2012	2013	2014
Age moyen	23	24	25	**24**

Lors des précédentes missions de contrôle, le SDEC ÉNERGIE avait relevé un certain nombre de dates de mise en service aberrantes parmi les données fournies. L'erreur a été identifiée par GRDF : erreur de saisie en cartographie et mise à jour des données probablement selon les informations de la cartographie, lors du rapprochement des inventaires technique et comptable de 2004. Le concessionnaire a proposé une action corrective. **L'erreur a été corrigée en inventaires technique et comptable pour la mission de contrôle 2015.**

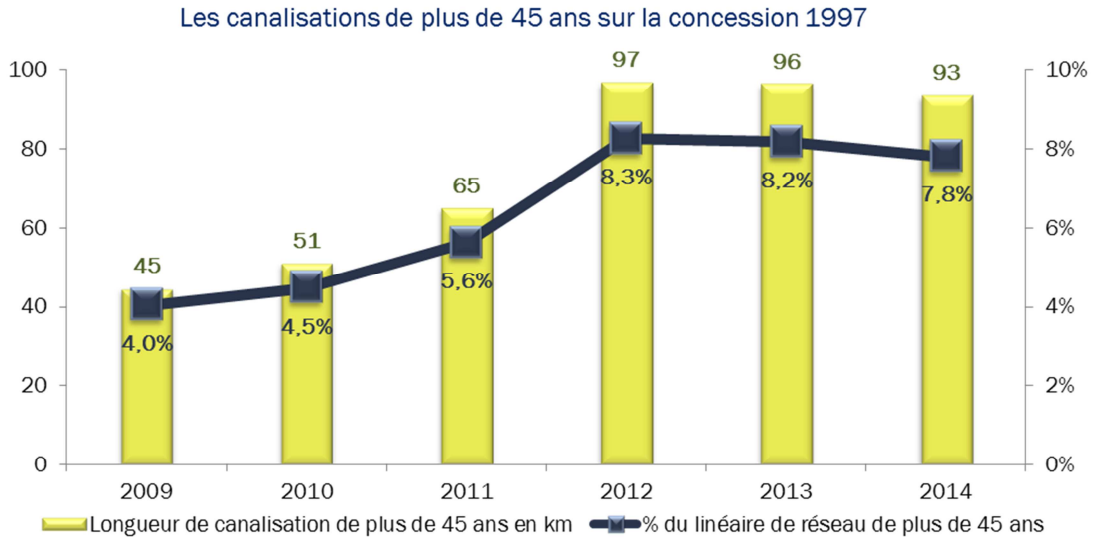
Le SDEC ÉNERGIE constate que l'âge moyen des réseaux décroit très légèrement (- 3 mois 1/2) entre 2013 et 2014, du fait principalement des corrections de l'âge de réseaux précédemment datés de 1937 et de l'entrée dans le périmètre de la concession du réseau de la commune de Livarot, en moyenne plus récent que celui de la concession historique.

	2012		2013		2014	
Age moyen des réseaux par type de pression	Linéaire en km	Age moyen en année	Linéaire en km	Age moyen en année	Linéaire en km	Age moyen en année
BP	114	32	110	33	109	33
MPB	1 032	23	1 045	23	1 063	23
MPC	25	34	25	35	25	35
TOTAL tous types de pression confondus	**1 171**	**24**	**1 180**	**25**	**1 198**	**24**

Le réseau basse pression (BP) est le réseau dont l'âge moyen est l'un des plus élevés, avec le réseau moyenne pression C (MPC). Malgré ces constats récurrents, GRDF n'a toujours pas de projet de suppression de ce réseau.

Il est à noter que le réseau moyenne pression C (MPC) est constitué très largement (93%) de canalisations en acier et que plus d'un quart du linéaire a plus de 45 ans.

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



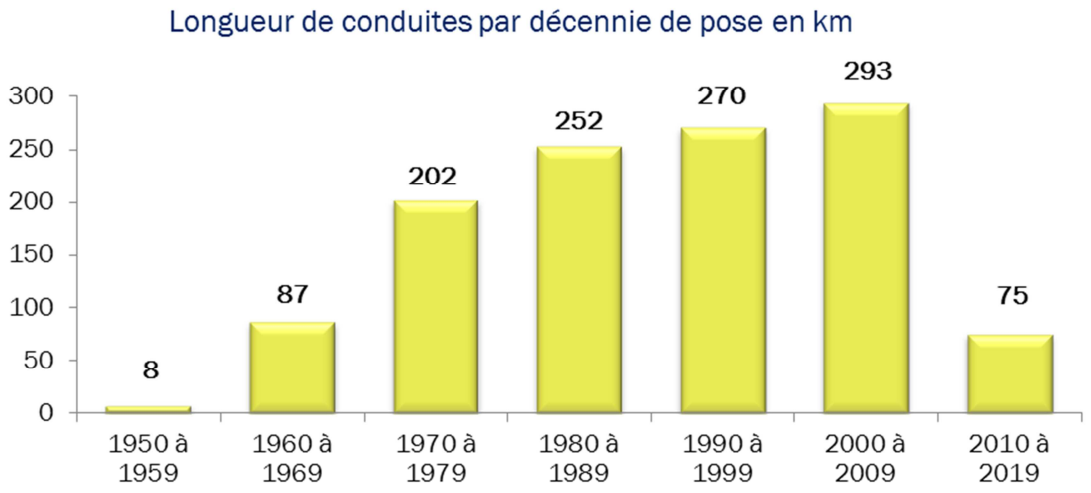
Après une progression régulière pendant 7 années, passant de 29 km en 2006 à 97 km en 2012, le linéaire des réseaux de plus de 45 ans amorce une légère diminution depuis 2013 en atteignant 93 km. Cette diminution est en très grande partie due à une correction de l'année de pose de près de 3 km de réseau, initialement daté de 1937.

Le concessionnaire est encouragé à augmenter significativement ses travaux de renouvellement des réseaux les plus anciens.

Les réseaux de plus de 45 ans, réseaux complètement amortis, représentent près de 8% du linéaire total à fin 2014 et plus d'un quart du linéaire de réseau moyenne pression C (MPC).
Ils sont composés en quasi-totalité de canalisations en acier.

Le SDEC ÉNERGIE attend toujours un programme de renouvellement spécifique de ces réseaux de la part du concessionnaire.

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 depuis 5 ans le concessionnaire n'a toujours pas renouvelé l'ensemble des canalisations de plus de 45 ans, qui ont été posées avant 1970.

Ces réseaux de plus de 45 ans sont quasiment tous construits en acier. 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 1997 va très rapidement devenir vétuste.**

3.6. Le suivi du nombre des accessoires de réseaux

Quantité en nombre	2011	2012	2013	2014
Postes de détente et batterie	125	120	122	**116**
Les protections cathodiques	31	38	38	**38**
Les vannes	1 873	1 477	772	**633**
Les conduites montantes (CM)	5 217	5 199	5 225	**4 011**
Les conduites d'immeubles (CI)	4 784	4 783	4 806	**3 969**

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 nouveau schéma de vannage ayant pour objectif de réduire le nombre de vannes, cet objectif étant qu'une vanne pourrait couper au maximum 1 000 usagers en basse pression et 2 000 usagers en moyenne pression. Lors de l'audit de 2015, le concessionnaire a précisé que le schéma de vannage est en constante évolution. Il considère que ce schéma est globalement établi pour les communes urbaines et qu'il reste environ 15% à réaliser pour tendre vers le schéma de vannage idéal (démaillage). Ces 15% restants nécessitent des travaux coûteux.

Cette politique a induit la suppression de 1 326 vannes sur 1 959 entre 2008 et 2014, alors même que le périmètre des concessions a augmenté avec l'arrivée des communes de Cormelles le Royal, Vimont et Livarot. Plusieurs communes n'ont plus de vannes actives sur leur territoire, y compris des communes nouvellement mises en gaz :

- depuis 2012 : COUDRAY-RABUT, GAVRUS, ROSEL, BENOUVILLE et ESCOVILLE ;
- depuis 2013 : CAMBES-EN-PLAINE, FEUGUEROLLES-BULLY et HUBERT-FOLIE ;
- depuis 2014 : AVENAY (DSP1), PERIERS-SUR-LE-DAN (contrat historique) et SAINT-MANVIEU-NORREY (DSP2).

En moyenne, une vanne est installée tous les 1 953 m de réseau en 2014, contre tous les 620 m en 2009 et pour 98 usagers en 2014, contre 33 en 2009.

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. Lors de la mission de contrôle 2015, le concessionnaire a indiqué qu'aucune vanne précédemment sortie du réseau des vannes entretenues n'y a été réintégrée. GRDF a précisé que les vannes ne sont pas déposées. Elles deviennent du ""tube"" et ne sont plus concernée que par la détection de fuite (RSF) en opération de maintenance.

Le SDEC ÉNERGIE considère que cet abandon de vannes (qui sur le terrain se traduit par un arrêt de leur entretien) 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.

Jusqu'en 2014, les informations concernant les colonnes d'immeubles et montantes ne comprenaient pas les dates de mise en service. Lors de l'audit de 2015 et conformément à son engagement de 2013, GRDF a

amélioré la qualité des informations transmises en fournissant cette date pour 95% des colonnes d'immeuble (CI) et 81% des colonnes montantes (CM) identifiées.

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 le SIG de GRDF. Il fait le constat au niveau national du décalage de 25% du réseau moyenne échelle, en particulier sur certaines régions.

GRDF initie un projet (AdjustME) sur 2 ans (octobre 2015 - fin 2017). Ce projet a pour objectif de mettre à jour les fonds de plan cadastraux et recaler ensuite les données SIG. Une partie du travail sera automatique et une autre sera manuelle.

Concernant les classes de précision des réseaux gaz, GRDF a fourni le classement du linéaire de réseaux de la commune de Livarot. Ainsi, 3,69% de ce linéaire est en classe A ; le reste est en classe B, soit 96,31%.

Le concessionnaire précise que le taux de classe A représente 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). GRDF prévoit de lancer fin 2015 un projet sur la grande échelle, complémentaire au projet AdjustME, afin de disposer de plus de 50 % des linéaires de réseaux des communes urbaines au 1/1/2019 en classe A et, pour certaines communes à enjeux, des linéaires en classe A à plus de 90% (ex : Paris).

3.8. Bilan de la partie ouvrages de la concession

Points d'amélioration	Transmission des dates de mise en service pour 95% des colonnes d'immeuble (CI) et 81% des colonnes montantes (CM) identifiées.
	Pour les branchements collectifs, GRDF mène un projet qui va au-delà des exigences de l'arrêté du 13 juillet 2000.
	Le projet AdjustME prévu pour mettre à jour les fonds de plans cadastraux et recaler ensuite les données cartographiques, à partir de fin 2015.

Points en attente	Diminuer le linéaire de réseau dont l'âge dépasse les 45 ans (demande récurrente)
	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)
	Se conformer aux dispositions de l'arrêté du 13 juillet 2000 et du cahier des charges de concession concernant les branchements créés après 2000.

4. QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE

4.1. Le nombre des incidents

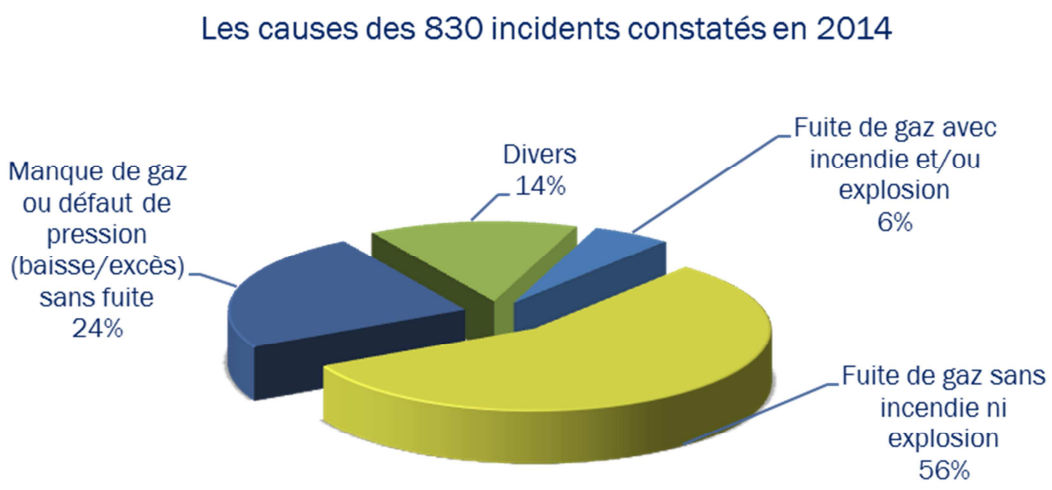
	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
Incidents sur ouvrage **en** concession	651	646	669	**649**	3	4	7	**10**	1	2	2	**-**
Incidents sur ouvrage **hors** concession	116	108	125	**171**	2	-	-	**-**	-	-	-	**-**

Le nombre d'incidents observés sur les ouvrages de la concession 1997 a diminué en 2014 par rapport à 2013. Celui des incidents enregistrés par le concessionnaire pour ce même territoire mais localisé sur des ouvrages hors concession a augmenté.

L'année 2014 est marquée par une augmentation du nombre d'incidents localisés sur des ouvrages en concession pour la concession 2005. Cependant, le nombre total d'incidents constatés sur la concession 2005 demeure faible. Aucun incident n'a été enregistré sur le territoire de la concession 2007.

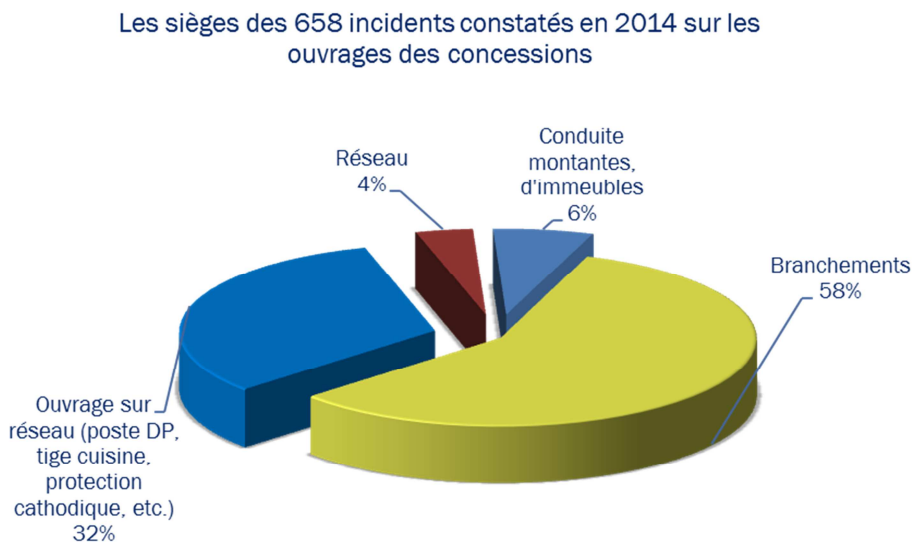
GRDF a présenté au concédant des éléments de sa politique de sécurité industrielle en novembre 2015. Le concessionnaire a pour engagement de contrat de service public d'intervenir en moins de 60 minutes dans 95% des cas. Il indique qu'il effectue 99,71% de ses interventions dans ce délai sur le département du Calvados.

4.2. Les sièges et causes des incidents



Comme en 2012 et 2013, les principales causes des incidents constatés en 2014 sont l'usure ou la rupture de pièces (50%) et des déclenchements intempestifs de dispositifs de sécurité (9%). Par contre la proportion des incidents pour des dommages ou actions effectués par des tiers diminue (7% contre 11%). La localisation de ces incidents est essentiellement sur les branchements.

En 2014, la majorité de ces incidents concerne toujours des fuites de gaz sans incendie ni explosion.

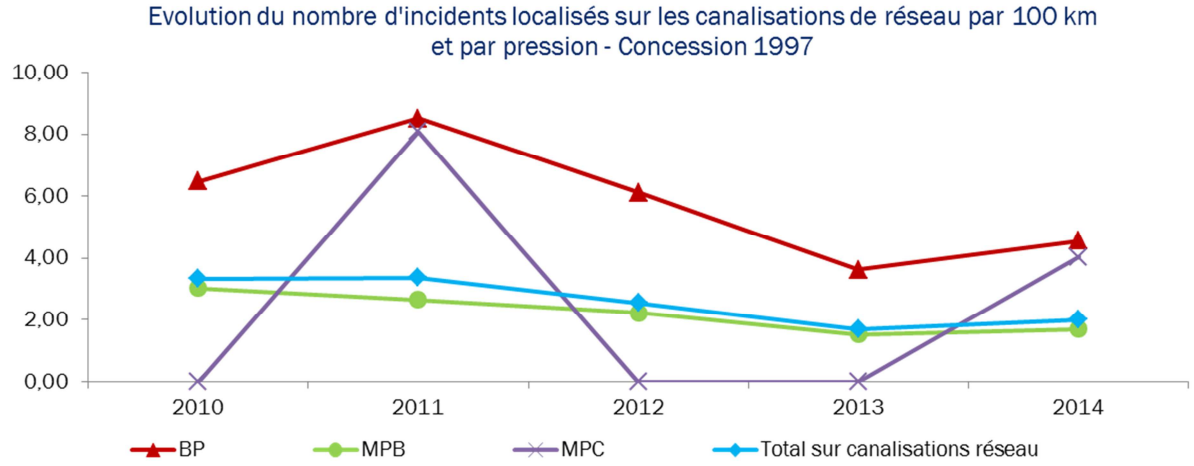


La commune de Caen totalise un peu moins de la moitié (48%) des incidents constatés en 2014 sur les territoires concédés à GRDF. Ce pourcentage est globalement en diminution depuis 2011 où 54% des incidents étaient répertoriés sur cette commune.

Comme en 2012 et 2013, près de six incidents sur dix ont lieu sur des branchements en 2014 (contre 75% en 2011). 5 communes totalisent 59% des incidents sur branchements : Bayeux (4%), Caen (36%), Honfleur (6%), Ifs (4%) et Trouville-sur-Mer (9%).

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, depuis 2011, une diminution globale du taux des incidents localisés sur les canalisations de réseau. Ces taux présentent des variations importantes selon le type de pression des réseaux sur lesquels ils sont localisés.

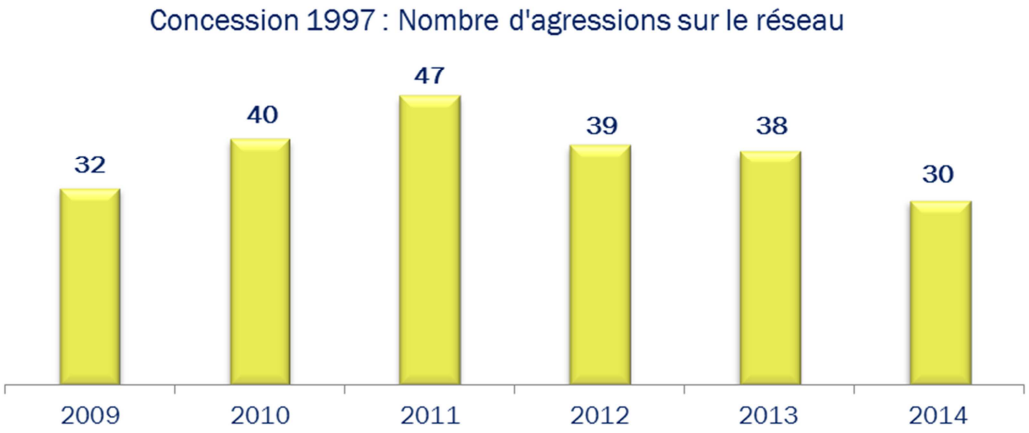
Le taux d'incident observé sur le réseau moyenne pression de type C (MPC) montre de grandes fluctuations selon les années, du fait du très faible linéaire de réseau concerné (moins de 25 km). Il est à noter que le réseau MPC est constitué très largement (93%) de canalisations en acier et qu'un peu plus d'un quart du linéaire a plus de 45 ans.

Concernant le réseau basse pression (BP), le nombre d'incidents enregistrés sur ces canalisations représente 21% de l'ensemble des incidents sur canalisations alors que le réseau BP ne représente que 9% du linéaire total sur la concession historique. Ainsi, le taux d'incident sur canalisations sur le réseau BP rapporté à

100 km de réseau est près de 3 fois supérieur à celui observé sur le réseau moyenne pression de type B (MPB).
De plus, le réseau basse pression est l'un de plus anciens réseaux (âge moyen de 33 ans) et 13% de ce réseau (près de 15 km) a plus de 45 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.

4.4. Les dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages



En 2014, des dommages lors de travaux de tiers sont intervenus alors que l'entreprise n'avait pas fait de DICT dans 27% des cas, contre 35% en 2013.

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. Ainsi, le taux d'agression (nombre d'agressions subies par les réseaux au regard du nombre de DICT reçues) diminue depuis 2012, passant de 1,28% à 0,77%.

4.5. Le linéaire de réseau surveillé

	Concession 1997				Concession 2005				Concession 2007			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
Linéaire de réseau gaz (km)	1 159	1 171	1 180	**1 198**	32	31	32	**33**	5	5	5	**5**
Linéaire de réseau gaz contrôlé (km)	1 105	855	581	**627**	21	2	2	**21**	-	4	1	-
% de linéaire contrôlé	95%	73%	49%	**52%**	65%	6%	6%	**62%**	-	85%	15%	-
Nombre d'indices de fuite détectés et confirmés	96	75	102	**74**	-	-	-	**1**	-	-	-	-

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 concerne 12 communes du contrat historique. Il 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 2014, comme pour celles de 2013, le linéaire de réseau surveillé a été transmis à la maille communale grâce à un nouvel outil informatique pour la surveillance de réseau (Piste RSF). De plus, pour les données 2014, le concessionnaire a précisé les longueurs de réseau contrôlé par pression. Les données indiquent qu'en 2014, le linéaire de réseau basse pression a été surveillé globalement une fois dans l'année. Pour 9 communes, la longueur de réseau moyenne pression surveillé couvre le linéaire de réseau moyenne pression existant.

Cependant, le SDEC ÉNERGIE ne dispose pas encore d'assez d'éléments pour contrôler que l'ensemble du réseau basse moyenne pression est bien surveillé en totalité tous les quatre ans.

4.6. Bilan de la partie qualité de fourniture et sécurité

Point d'amélioration	Transmission de nouvelles informations concernant les incidents : nombre d'usagers coupés, évacués et perturbés par commune concernée

Points à améliorer	Fournir les éléments permettant au SDEC ÉNERGIE de s'assurer que le réseau moyenne pression est bien contrôlé en totalité tous les 4 ans
	Réaliser une recherche de fuite sur les colonnes montantes et d'immeubles

Point négatif	Réduire le linéaire de réseau basse tension qui est le réseau le plus sensible aux incidents

5. CONTRÔLE AU QUOTIDIEN

5.1. Les dossiers traités

Le contrôle au quotidien consiste à répondre aux sollicitations des communes et des usagers dans le cadre de la distribution publique de gaz et d'analyser les projets de travaux transmis par le concessionnaire.
Des rencontres trimestrielles ont également lieu entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF pour échanger sur la mise en œuvre du programme de travaux du concessionnaire, les études de rentabilités réalisées par ce dernier et pour favoriser la densification du réseau en coordination avec les chantiers d'effacement des réseaux aériens menés par le SDEC ÉNERGIE. Ces dossiers ne sont pas comptabilisés ici.

L'autorité concédante veille à ce que les demandes des communes soient traitées conformément aux cahiers des charges de distribution publique de gaz naturel conclus avec le concessionnaire en 1997, en 2005 et en 2007 pour une durée de 30 ans.

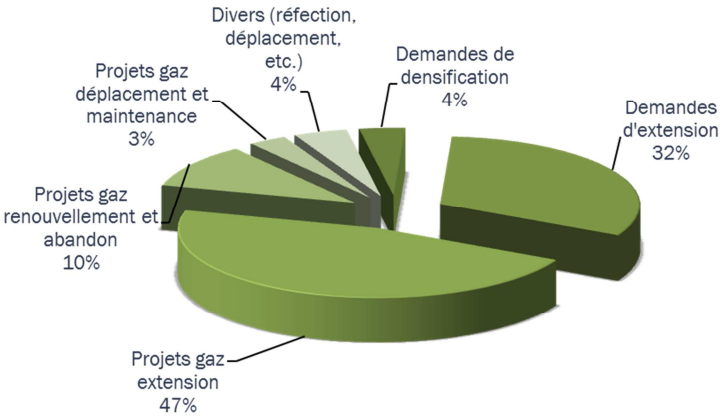
	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre de dossiers traités	202	146	132	170	161
Nombre de nouveaux dossiers initiés dans l'année	142	77	98	93	71
Nombre de dossiers soldés	134	108	56	65	79
Nombre de dossiers en cours au 31 décembre de l'année n-1	69	34	77	90	83

En 2014, environ 90% des nouveaux dossiers initiés dans l'année trouvent leurs origines dans l'analyse des projets gaz transmis par le concessionnaire. Les autres dossiers initiés correspondent à des demandes d'adhérents ou d'usagers pour des densifications ou des extensions.

Le SDEC ÉNERGIE regrette que le concessionnaire ne réalise plus de recensement conjoint des besoins communaux. Les communes doivent désormais prendre l'initiative de contacter GRDF pour préparer d'éventuelles coordinations de travaux. Dans ce cas, le SDEC ÉNERGIE a connaissance de ces dossiers seulement lorsqu'un projet de travaux est établi (réception du "projet de travaux gaz"). Par ailleurs, lorsque le SDEC ÉNERGIE adresse au concessionnaire une demande d'extension ou de densification, le devenir du dossier après l'enquête commerciale n'est pas communiqué.

Le SDEC ÉNERGIE a mis en place depuis la fin 2014 un recensement des besoins des communes comprenant un volet gaz afin de favoriser davantage la coordination des travaux communaux avec les éventuelles extensions et densification du réseau de gaz.

Répartition des 161 dossiers traités en 2014 (hors coordination)



Parmi les projets gaz reçus, on observe une augmentation de près de 30% du nombre de ceux relatifs aux extensions en 2014 par rapport à 2013. Dans le même temps, les linéaires prévus correspondants augmentent fortement (+57%). Les dossiers d'extension sont donc établis pour des distances plus importantes qu'en 2013.

Le nombre de projets gaz reçus concernant le renouvellement des réseaux est constant depuis 2010. Cependant les linéaires concernés sont très variables d'une année à l'autre. Ainsi, les projets reçus en 2014

prévoient la pose de près de 2 km et l'abandon de 2,3 km de réseau, contre la pose de 1,4 km et l'abandon de 0,7 km pour les projets reçus en 2013.

5.3 Bilan de la partie « contrôle au quotidien »

Point positif	Poursuite des échanges réguliers sur les dossiers en cours et la transmission des études de rentabilité.

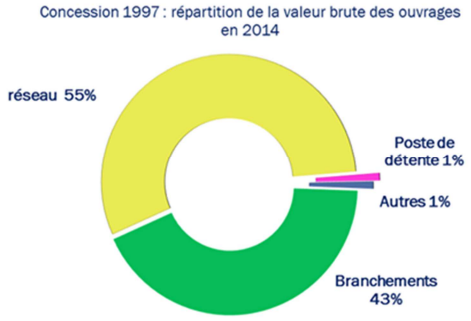
Point à améliorer	Informer le concédant des suites données aux demandes d'extension ou de densification au-delà de la démarche commerciale.

6. ANALYSE COMPTABLE ET FINANCIERE

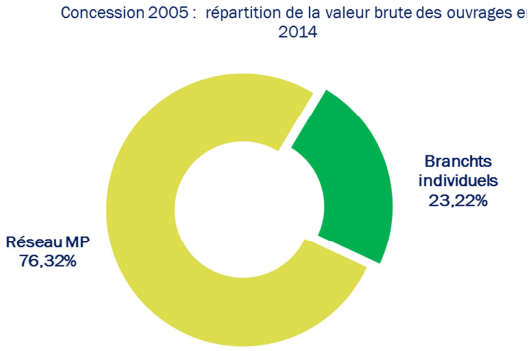
Un audit comptable a été diligenté par le SDEC ÉNERGIE avec la collaboration du cabinet d'expertises "AEC Conseil ".

6.1. L'évolution de la valeur brute des ouvrages

CONCESSION 1997 : Valeurs brutes des ouvrages en K€	2011	2012	2013	2014
Branchements Collectifs	4 954	5 105	5 316	**5 509**
Branchements individuels	23 203	24 577	25 688	**27 356**
Conduites montantes	10 459	10 584	10 834	**11 161**
Conduites immeubles	3 598	3 783	3 920	**4 129**
Conduites BP et MP	57 378	59 371	60 783	**62 569**
Poste de détente	1 164	1 099	1 099	**1 079**
Protection cathodique	578	727	729	**781**
Autres (*)	178	178	178	**191**
TOTAL	**101 513**	**105 423**	**108 548**	**112 775**



Concession 2005 : Valeurs brutes des ouvrages en k€	2011	2012	2013	2014
Branchements individuels	463	530	564	**712**
Réseau MP	2 136	2 199	2 235	**5**
TOTAL	**2 599**	**2 729**	**2 799**	**3 066**



Concession 2007 : Valeurs brutes des ouvrages en k€	2011	2012	2013	2014
Branchements individuels	54	72	77	**84**
Réseau MP	338	355	363	**371**
TOTAL	**391**	**427**	**441**	**454**

La valeur brute du patrimoine des concessions est estimée, au 31 décembre 2014, à 116 295 K€. Elle se répartit essentiellement (85,1%) entre les canalisations et les branchements sur réseaux qui leurs sont directement raccordés (98 946 K€). Viennent ensuite les ouvrages collectifs d'immeubles avec 15 298 K€ (13,2%) et les autres ouvrages concédés (essentiellement des postes de détente et des équipements de protection cathodique active) pour 1,8% (2 051 K€) de la valeur d'actif brut totale.

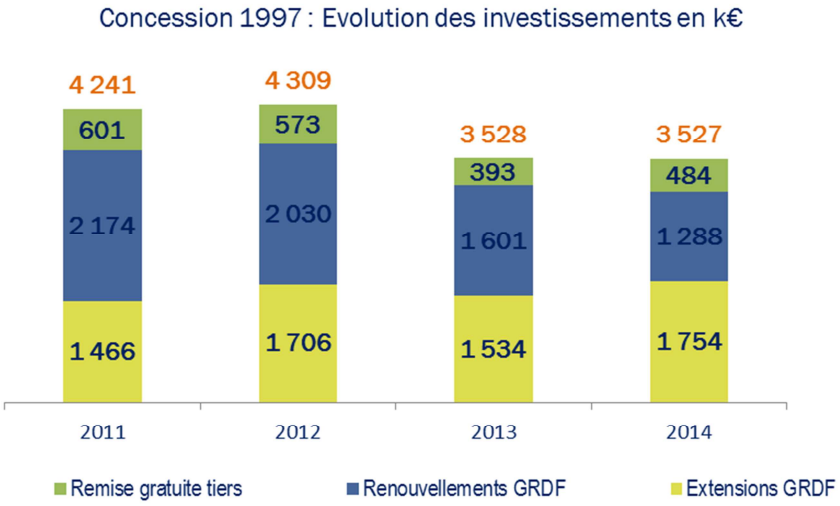
Il s'agit de la valeur brute des biens qui feront obligatoirement retour à l'autorité concédante au terme du contrat, aucun état comptable des biens de reprise n'ayant été fourni par le concessionnaire malgré plusieurs demandes de l'autorité concédante.

Fin 2014, le périmètre dit « historique » représente 97% de la valeur d'actif globale (112 775 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 (3 518 K€) et principalement la DSP 2005.

Rapporté au nombre d'usagers, la valeur d'actif imputable à la desserte de chacun s'élève de 1 875 € au 31/12/2014. Sur les trois 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 (respectivement +4% et +0,3%). Il en découle qu'en moyenne l'alimentation d'un usager nécessite des investissements de plus en plus importants.

L'exercice 2014 enregistre, par rapport au terme de l'exercice 2013, une croissance de la valeur d'actif brut immobilisée sur les concessions du SDEC ÉNERGIE de +3 454 K€, soit 4%.

6.2. Les dépenses d'investissement



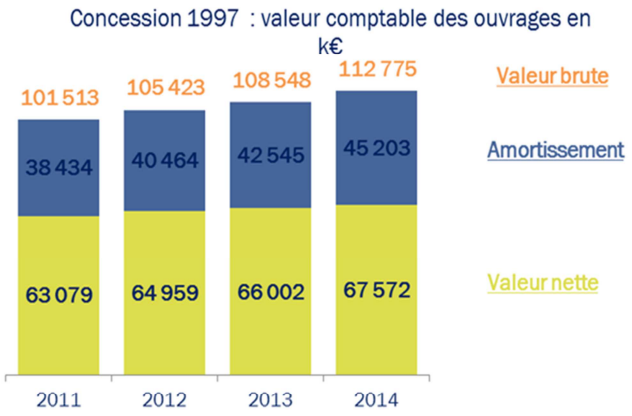
CONCESSION 2005 en k€	2011	2012	2013	2014
Extensions GRDF	103	92	51	**170**
Renouvellements GRDF	0	15	0	**2**
Remise gratuite tiers	43	28	19	**128**
TOTAL	**146**	**135**	**70**	**300**

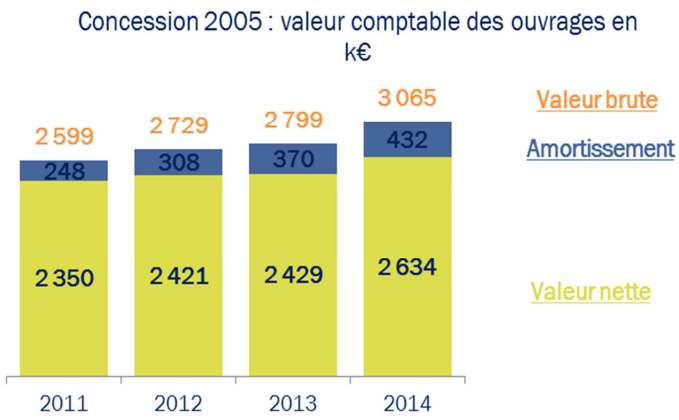
CONCESSION 2007en k€	2011	2012	2013	2014
Extensions GRDF	17	22	0	**12**
Renouvellements GRDF	0	0	8	**2**
Remise gratuite tiers	28	13	6	**-**
TOTAL	**45**	**35**	**14**	**14**

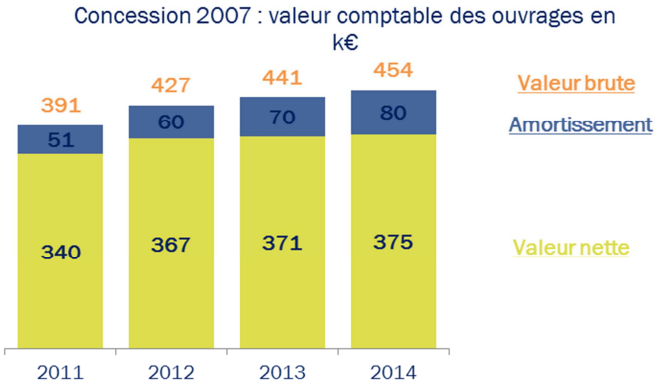
Selon les états comptables agrégés produits par le concessionnaire, l'évolution de la valeur d'actif immobilisée évoquée ci-dessus résulte de l'inscription de valeurs consécutives à des **chantiers d'extension et de renouvellement pour 3 840 K€ dont 612 K€ de remises gratuites de tiers.**

Cette évolution résulte en outre, de retrait d'actifs immobilisés pour 254 K€ et d'autres mouvements (notamment des correctifs d'inventaire) dont le solde atteint -30 K€.

6.3. La valeur comptable des ouvrages concédés







Le concessionnaire pratique plusieurs types d'amortissements.

Pour la concession « historique », deux types d'amortissements sont pratiqués par le concessionnaire : un amortissement industriel et un amortissement de caducité. Pour les DSP 2005 et 2007, seul un amortissement dit « industriel » est pratiqué par le concessionnaire.

Les états comptables produits par GRDF permettent au SDEC ÉNERGIE d'obtenir une lecture des amortissements à deux niveaux de détails différents :

- **Un inventaire comptable des biens de retour, ouvrage par ouvrage, au sein duquel sont présentés les amortissements de dépréciation** ;
- **Des états agrégés par commune et par typologie d'ouvrages au sein desquels apparaissent les sous comptes constitutifs des « droits du concédant » et notamment : le cumul des amortissements de caducité ; le cumul des amortissements industriels sur les biens dits « non renouvelables » financés par le concessionnaire sur le contrat en cours.**

Les amortissements de dépréciation s'établissent à hauteur de 45 715 K€, soit 39 % de la valeur d'acquisition d'origine. 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 (14,1%), DSP 2007 (17,5%), Contrat ""historique""(40,1%).

En l'état actuel des informations disponibles, la lecture des amortissements pratiqués par le concessionnaire GRDF s'avère 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 »).

En revanche, dans le cas de la concession « historique », aucune vérification ne peut être réalisée sur les amortissements à « incidence fiscale » (industriel ou de caducité) présenté partiellement ou de façon agrégée.

S'agissant des deux DSP « loi SAPIN », les amortissements de dépréciation et industriel ne sont pas dissociés dans les états présentés par GRDF mais peuvent être recalculés.

6.4. Les droits du concédant

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'aura donc pas à être indemnisée.

CONCESSION 1997 en K€	2011	2012	2013	2014
Valeur des remises gratuites (biens financés par des tiers et biens financés par GRDF au titre du précédent contrat)	12 102	12 952	13 286	**13 790**
- Dépréciation des remises gratuites	5 018	5 305	5 537	**5 805**
Amortissement de caducité	41 028	42 657	44 535	**47 118**
- Dépréciation des biens non renouvelables	25 245	26 937	28 706	**31 033**
Provision utilisée	19 201	21 417	22 656	**23 852**
Total Droits du concédant	**42 069**	**44 784**	**46 234**	**47 923**

Les biens concédés au concédant étant remis gratuitement à l'autorité concédante aux termes du contrat, les droits du concédant se voient crédités annuellement des dotations de caducité qui permettent au concessionnaire de reconstituer l'intégralité de son financement à l'échéance des concessions.

Au 31/12/2014, le compte « droits du concédant » atteint 47 923 K€ et s'inscrit en croissance 1 689 K€ (soit 4%).

En conséquence de l'absence de prise en compte de plusieurs remises gratuites intervenues suite au renouvellement de contrats précédents de certaines communes, le compte « droits du concédant » de la concession historique est sous-évalué, GRDF devrait réaliser les retraitements permettant de régulariser les valeurs de ce compte en 2015.

CONCESSION 2005 en K€	2011	2012	2013	2014
Valeur des remises gratuites	119	147	166	**294**
- Dépréciation des remises gratuites	5	8	11	**17**
Amortissement de caducité	-	-	-	**-**
- Dépréciation des biens non renouvelables	-	-	-	**-**
Provision utilisée	-	-		**-**
Total Droits du concédant	**119**	**139**	**155**	**277**

CONCESSION 2007 en K€	2011	2012	2013	2014
Valeur des remises gratuites	28	41	47	**47**
- Dépréciation des remises gratuites	0,4	1	2	**3**
Amortissement de caducité	-	-	-	**-**
- Dépréciation des biens non renouvelables	-	-	-	**-**
Provision utilisée	-	-	-	**-**
Total Droits du concédant	**28**	**40**	**45**	**44**

Dans le cas des concessions 2005 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 2014, la valeur des « droits du concédant » présentés dans les états comptables produits par GRDF atteint :

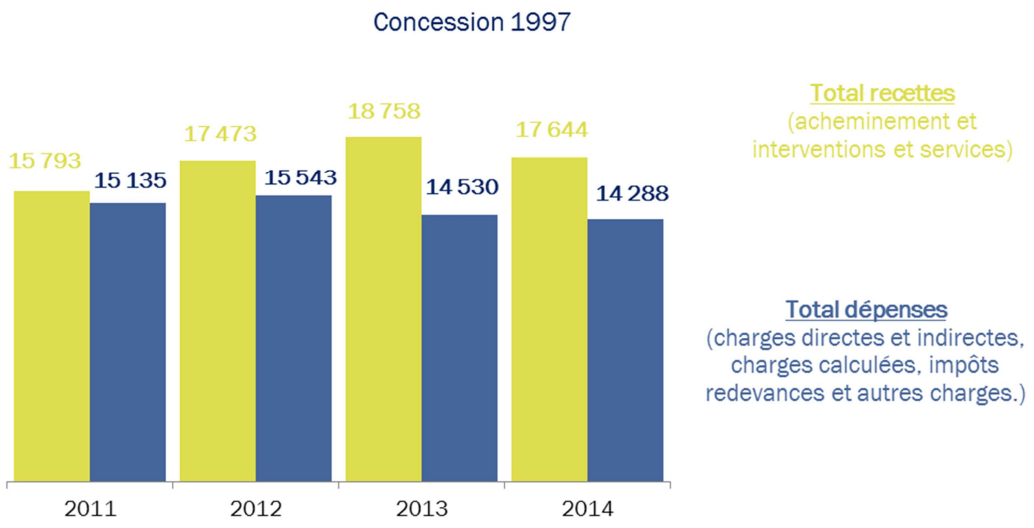
- **277 K€ pour la DSP 2005**
- **44 K€ pour la DSP 2007.**

Quelle que soit la concession considérée, il convient de souligner l'impossibilité d'effectuer un contrôle précis des sous comptes constitutifs des comptes « droits du concédant » ; ceux-ci sont en effet dépendants d'un accès à des informations à l'échelon le plus détaillé (ouvrage par ouvrage) que le concessionnaire refuse de transmettre (origines de financement, distinction biens de 1er établissement/biens renouvelés et provisions pour renouvellement constituées).

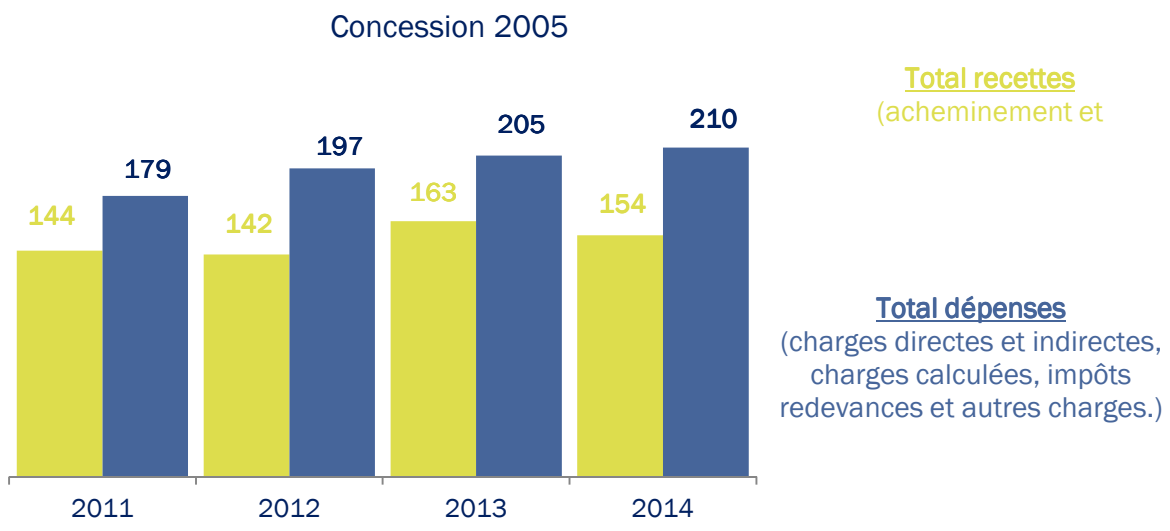
In fine, en l'état actuel des éléments remis par GRDF, les « droits du concédant » demeurent invérifiables.

6.5. Le compte d'exploitation

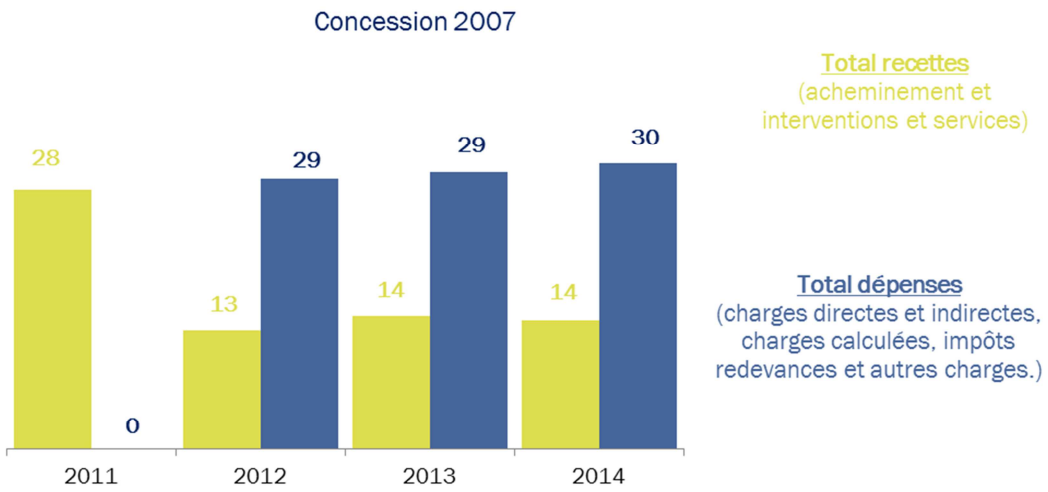
CONCESSION 1997 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2011	2012	2013	2014
Recettes d'acheminement	14 489	16 152	17 653	**16 392**
Recettes pour interventions et service	1 304	1 321	1 105	**1 252**
Total recettes	**15 793**	**17 473**	**18 758**	**17 644**
	Dépenses en k€			
Charges directes et indirect	8 273	8 620	**8 981**	**8 815**
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	6 337	6 426	**5 255**	**5 092**
Impôts, redevances et autres charges	525	522	**294**	**380**
Total dépenses	**15 135**	**15 568**	**14 530**	**14 288**
Résultat (charge - dépense)	**658**	**1 905**	**4 228**	**3 356**



CONCESSION 2005 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2011	2012	2013	2014
Recettes d'acheminement	27	133	153	145
Recettes pour interventions et service	17	9	11	9
Total recettes	**144**	**142**	**163**	**154**
	Dépenses en k€			
Charges directes et charges centrales	113	124	137	141
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relative aux ouvrages	59	65	64	70
Impôts et redevances	7	8	4	-
Total dépenses	**179**	**197**	**205**	**210**
Résultat (charge -dépense)	**-35**	**-55**	**-42**	**-56**



CONCESSION 2007 : compte d'exploitation	Recettes en k€			
	2011	201	2013	2014
Recettes d'acheminement	10,2	12,3	14,3	**13,8**
Recettes pour interventions et service	0,3	0,4	0,1	**0,7**
Total recettes	**10,6**	**12,6**	**14,3**	**14,5**
	Dépenses en k€			
Charges directes et charges centrales	16,6	18,4	19,6	**19,4**
Charges calculées : Dotations aux amortissements et provisions relatives aux ouvrages	0,0	8,	9,3	**10,3**
Impôts et redevance	1,4	1,5	0,6	**0,8**
Total dépenses	**18,0**	**28,8**	**29,5**	**30,5**
Résultat (charge -dépense)	**-7**	**- 16,2**	**-15**	**-16**



Les recettes perçues par GRDF peuvent provenir des recettes d'acheminement et des recettes hors acheminement.

Plus de 90% des recettes proviennent de la facturation du tarif d'acheminement (ATRD) du gaz naturel. En raison de conditions climatiques beaucoup plus clémentes qu'en 2013, les quantités de gaz naturel acheminées par GRDF sur 2014 ont chuté. **Consécutivement, les recettes d'acheminement ont atteint 16,6 M€ à l'échelle du périmètre concédé en baisse de 8,3% par rapport à l'exercice précédent.**

Les charges présentées par GRDF au sein des comptes d'exploitation sont de deux natures : les charges d'exploitation et les charges calculées qui regroupent les charges liées aux amortissements et aux provisions pour renouvellement **Globalement, les charges inscrites aux comptes d'exploitation affichent : pour la concession « historique », une tendance baissière sur les trois derniers exercices, pour les DSP « loi SAPIN » (DSP 2005 et DSP 2007), une tendance inverse. Il ressort que quelle que soit la concession considérée, les charges liées à l'exploitation des infrastructures représentent près des deux tiers du montant global des charges supportées par GRDF ; les charges calculées représentant le tiers restant.**

Pour la concession « historique », les produits d'exploitation étant nettement supérieurs aux charges, il résulte un résultat positif du compte d'exploitation symptomatique d'un excédent économique sur la concession.

S'agissant des DSP « loi SAPIN » (DSP 2005 et DSP 2007), la situation économique constatée sur ces concessions s'inscrit à l'inverse de celle identifié sur le périmètre « historique ». Depuis au moins trois exercices, les charges d'exploitation s'établissent à des niveaux supérieurs aux recettes perçues au titre de l'exploitation du service. Il en résulte un résultat d'exploitation déficitaire.

Les charges présentées par GRDF au sein des comptes d'exploitation ne peuvent en aucun cas être valablement considérées : celles-ci présentent un véritable défaut de représentativité de la réalité économique des coûts supportés par le concessionnaire au titre de l'exploitation du service.

Le résultat d'exploitation des différentes concessions doit donc être considéré avec circonspection.

La présentation des comptes d'exploitation s'avère nettement éloignée des attentes du SDEC ÉNERGIE formalisées dans sa demande d'informations initiale (ceci depuis plusieurs exercices).

En dehors des recettes (dans leur grande majorité) et des charges liées aux impôts locaux et aux taxes et contributions locales, la totalité des autres postes de dépenses est estimée ou ne peut pas être vérifié.
Il est possible d'évaluer à environ 88% le montant global des charges ventilé à la maille des contrats à partir de clefs de répartition. Par ailleurs, 97% de ce montant reste invérifiable par l'autorité concédante.

6.6. L'audit sur les inscriptions comptables des mises en service et des retraits d'ouvrages

Analyse de cohérence des inventaires technique et comptable mesurée sur la base de l'indice de cohérence "GMMD" (localisation géographique (G), millésime de pose (M), la codification de la matière (M) et la codification du diamètre (D)).

Ainsi qu'en dispose les contrats de concession (article 2), les biens nécessaires à la réalisation des services délégués font l'objet d'un double inventaire (technique/comptable) tenu à jour par le concessionnaire. L'analyse de la convergence de ces inventaires permet notamment d'apprécier leur représentativité du service.

Pour les canalisations, le rapprochement des deux états d'inventaire permet d'identifier que, sur le territoire concédé par le SDEC ÉNERGIE, l'indice de cohérence « GMMD » des états d'inventaires des canalisations de distribution atteint 80,1%, soit un écart cumulé de 121 603 mètres à fin 2014. Ainsi, se sont donc 121 603 mètres de réseau qui font l'objet d'une gestion A minima imprécise.

Concernant les ouvrages de raccordement, au-delà de l'impossibilité de comparer des états d'inventaire vis-à-vis des branchements individuels (en l'absence d'un inventaire technique), les branchements collectifs et ouvrages collectifs d'immeubles présentent des sur-immobilisations comptables importantes depuis leur inventaire in situ. Cette situation devrait perdurer et ne devrait pas s'infléchir avant la détermination, par les responsables des immobilisations nationales du concessionnaire, d'une méthode globale de rapprochement. Celle-ci devrait intervenir en 2018 au terme de l'inventaire complémentaire décidé nationalement.

Pour les postes de détente, la convergence des inventaires technique et comptable reste faible (33,3%). Là encore, le concessionnaire a proposé d'examiner les communes de Cabourg, Pont-l'Evêque et Trouville-sur-Mer en vue d'une résorption des écarts constatés. Leur traitement complet permettrait ainsi d'abaisser ces incohérences à hauteur de 11 unités, soit le tiers de l'écart global (34 unités).

Analyse de la valeur d'acquisition des biens concédés

L'évolution du coût unitaire moyen des canalisations de distribution laisse apparaître une rupture nette entre 2010 et 2011 (abaissement de 25% de la valeur moyenne des réseaux immobilisés) alors même que la tendance identifiable sur les exercices antérieurs présentait un profil croissant continu.

De plus, de fortes interrogations doivent être émises sur le contenu des investissements engagés sur les ouvrages posés entre 2006 et 2010, compte tenu des coûts unitaires a priori anormalement élevés sur ces millésimes.

Concernant des ouvrages de raccordement, l'exercice 2014 a été marqué par une hausse notable de l'investissement moyen des branchements individuels par rapport à 2013 (+438 €/u. soit +33,6%) signalant un net « décrochage » par rapport à la tendance constatée depuis 2009.

De plus, le concédant a relevé des ouvrages pour lesquels les coûts unitaires moyens apparaissent anormalement élevés et en rupture significative avec les valeurs constatées sur les exercices postérieurs et antérieurs :

- **Les branchements individuels mis en service sur le millésime 2008 ;**
- **Les branchements individuels mis en service en 2010 dans le cadre de la densification ;**
- **Les branchements collectifs immobilisés en 2004 et 2011.**

Les analyses réalisées sur les amortissements

Les amortissements de caducité : Au-delà de l'impossibilité de constater systématiquement les amortissements de caducité à un niveau détaillé, le SDEC ÉNERGIE a pu bénéficier, au titre de l'exercice 2013, d'une décomposition ouvrage par ouvrage sur la commune de Villers-Bocage. Après analyse, il s'est avéré que les amortissements de caducité des biens mis en service avant 1999 (au moment de la mise en place des amortissements caducité) ont été sur-amortis (95% de la valeur d'acquisition contre 52% sur un rythme normal).

Au regard de quoi, le concessionnaire a indiqué :

- Que l'amortissement de caducité a été mis en place de façon progressive
- Que des sur-dotations de caducité ont été identifiés sans que leur origine ne puisse être expliquée (considérant que la sur-dotation de caducité est impossible)
- Que compte-tenu de l'ancienneté des opérations et du changement de système d'information comptable opérée en 2006, GRDF s'avère dans l'incapacité d'analyser plus en détail les mouvements opérés sur le périmètre concédé.

Malgré le fait que GRDF a assuré le SDEC ÉNERGIE que les amortissements de caducité seront intégralement constitués au terme du contrat de concession, cette réponse ne permet pas de garantir l'absence de sur-dotations, considérant que la lisibilité sur cette nature d'amortissement reste limitée. Ce point devra être suivi avec attention lors des exercices futurs.

L'amortissement de dépréciation : au 31/12/2014, des décalages entre la date de mise en service et la date de début d'amortissement sont identifiables avec des écarts allant de 1 à 53 mois. Les écarts les plus significatifs sont identifiables sur les biens majoritairement mis en service en 2006 et 2007. Il ressort de l'analyse, un sur-amortissement cumulé de 91 548 €. Ce résultat global est la conséquence de compensations entre des sur-amortissements à hauteur de 255 397 € et des sous-amortissements pour 163 849 €.

Dès lors que les dotations sont calculées par GRDF à compter de la date de début d'amortissement tout en tenant compte de la date de mise en service des biens, les écarts d'amortissement calculés devraient se résorber progressivement sur la durée d'amortissement des biens concernés. Cela étant dit, il s'agira pour le SDEC ÉNERGIE de s'assurer de cette résorption dans le temps jusqu'à l'échéance des contrats.

6.7. Le bilan de la partie comptable

Point fort	Rapprochement des éléments techniques et comptables en cours

Points en attente	Rectifier le droit du concédant
	Expliciter la mise en œuvre de l'amortissement de caducité

Points faibles	Absence de communication d'un inventaire exhaustif (origine de financement des biens, montant d'amortissements, de provisions et des valeurs de remplacement par immobilisation).
	Absence de communication d'un compte d'exploitation permettant une analyse explicite
	Absence de communication du détail des charges calculées