Le 8 avril 2015

Distribution publique d'électricité et fourniture d'électricité aux tarifs régulés de vente

Rapport de contrôle 2014

Données d'activités 2013

Concessionnaires ERDF et EDF

SOMMAIRE

1. LES USAGERS 2

1.1 LES DONNEES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE 2
1.2 LES USAGERS AUX TARIFS REGULES 6
1.3 LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS 10

2. LES TRAVAUX SUR LE RESEAU ELECTRIQUE ET ENVIRONNEMENT 11

2.1. LA REPARTITION DES TRAVAUX REALISES PAR MAITRE D'OUVRAGE 11
2.2. L'ENVIRONNEMENT 14
2.3. LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT 16

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION 17

3.1. LE RESEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE 17
3.2. LES RESEAUX FRAGILES 19
3.3. LES POSTES DE TRANSFORMATION 21
3.4. L'AGE DES RESEAUX HTA ET BT 21
3.5. LES PRODUCTEURS 23
3.6. LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION 24

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE 25

4.1. LA QUALITE DE LA TENSION 25
4.2. LA CONTINUITE DE FOURNITURE 27
4.3. LES INCIDENTS HTA 30
4.4. LES INCIDENTS BT 32
4.5. LE LINEAIRE DE VEGETATION ELAGUEE AUX ABORDS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION 34
4.6. LE BILAN DE LA PARTIE QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE 35

5. LES DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 36

5.1. LE PATRIMOINE 36
5.2. LE DROIT DU CONCEDANT 39
5.3. LE COMPTE D'EXPLOITATION 40
5.4. LE RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES 41
5.5. LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE 42

1. LES USAGERS

Le SDEC Energie est autorité organisatrice de la distribution publique de l'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs régulés de vente **(TRV).** La distribution publique a été concédée au distributeur ERDF et les TRV sont proposés exclusivement par le fournisseur historique EDF.

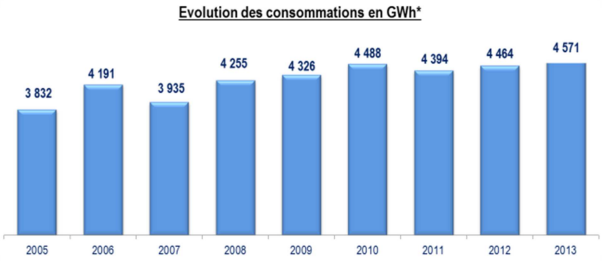
On distingue les usagers en fonction de leur puissance de raccordement en fonction du tarif choisi :

Puissance de raccordement	Catégories usagers raccordés (classification ERDF)	Correspondance tarifs réglementés de vente (EDF)	Usagers concernés
P < ou égale à 36 kVA	C5	BLEU	Les usagers domestiques.
			Quelques petits professionnels, collectivités locales…
36kVA <P < 250 kVA	C4	JAUNE	Collectivités locales, professionnels…
CARD P > 250 kVA	C1	VERT	CARD (Contrat d'Accès au réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs…
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs…
	C3		Industries, collectivités locales.

Il est à noter que la loi NOME fixe la disparition des tarifs jaune et vert au 31 décembre 2015 et pose le principe d'un rapprochement entre les TRV et les prix de marché.

1.1 LES DONNEES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE

1.1.1 Les contrats et consommations :



1GWh = 1 million de kWh

L'augmentation du nombre de consommateurs est continue et régulière depuis 2007 (environ 1% par an).

Après une chute des consommations en 2011, on observe en 2012 et 2013 un volume consommé en augmentation (1.6% en 2012 et 2.4% en 2013).

Cette croissance s'explique par les conditions climatiques plus rigoureuses enregistrées sur ces deux années.

Sur dix ans, le nombre de contrats a augmenté de 11% alors que les consommations ont augmenté de 39%. Cette augmentation du volume consommé s'est traduite par une augmentation des recettes d'acheminement du distributeur.

1.1.2 Le nombre d'usagers par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2010	2011	2012	2013
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	415 020	419 616	424 095	**427 392**
Entre 36 et 250 kVA	C4	3 776	4 206	4 296	**4 443**
> à 250 kVA	C1 à C3	1 336	1 028	1 027	**1 016**
Nombre d'usagers de la Concession		**420 132**	**424 850**	**429 418**	**432 851**

Catégorie Commune	Nombre d'usagers en 2013 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	273 192	3 400	660	**277 252**
Communes rurales	154 200	1 043	356	**155 599**
Total	427 392	4 443	1 016	**432 851**

En 2013, le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 0,8% et de 3,4%. Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 diminue de 1,1%.

Le nombre d'usagers dans les zones rurales représente 36% du nombre total des usagers de la concession. Le nombre d'usagers augmente plus rapidement dans les zones rurales que dans les zones urbaines, cette augmentation provient principalement d'un accroissement du nombre des usagers appartenant aux segmentations C5 (domestique) et C4 (collectivités locales et professionnels).

1.1.3. La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2010	2011	2012	2013
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	2 600	2 520	**2 576**	**2 694**
Entre 36 et 250 kVA	C4	482	500	**527**	**550**
> à 250 kVA	C1 à C3	1 407	1 374	**1 361**	**1 327**
Total		**4 488**	**4 394**	**4 464**	**4 571**

Catégorie Commune	Consommation en GWh en 2013 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	1384	426	1102	**2 912**
Communes rurales	1 310	124	225	**1 659**
Consommation	2 694	550	1 327	**4 571**

En 2013, le volume consommé par les usagers des segmentations C5 et C6 augmente de 4,5% en moyenne. Dans le même temps, il diminue de 2,5% pour les usagers de la tranche C1 à C3.

La tranche C5 représente 59% du volume consommé global contre 12% pour la tranche C4 et 29% pour la tranche C1 à C3.

Le volume consommé par les usagers des communes urbaines (64%) est plus important que celui des usagers des communes rurales (36%). Cependant, il augmente plus rapidement dans les communes rurales (+4,8%) qu'en zones urbaines (+1,1%).

1.1.4. L'accueil téléphonique du distributeur

Les accueils d'ERDF :

L'accueil pour le dépannage :
En cas d'incident ou de panne technique, les clients de la concession peuvent joindre ERDF 24h/24 et 7j/7 à l'accueil «Dépannage Électricité » : 09 726 750 14. Pour les collectivités locales, un numéro de dépannage est réservé : 08.110.102.12 (+ code INSEE).

L'accueil pour les autres demandes :
Un plan de numérotation est mis en place, en fonction des différents profils des clients afin de prendre en charge leurs demandes relatives, soit à un raccordement, soit à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Les clients sont accueillis par des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® suivants :
- Les clients « Particuliers » : 09 69 32 18 41
- Les clients « Professionnels » : 09 69 32 18 42
- Les clients « Entreprises » : 09 69 32 18 99
- Les clients « Professionnels de l'Immobilier et de la Construction » : 09 69 32 18 77
- Les clients « Producteurs » : 09 69 32 18 00

Enfin, les clients demandeurs ou concernés par un branchement de courte durée dans le cadre d'une manifestation festive : 09 69 32 18 22

L'accueil des fournisseurs d'électricité est assuré par l' « Accueil Acheminement Électricité » qui traite les demandes des fournisseurs relatives à l'acheminement, ces demandes sont effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des contrats passés entre ERDF et chacun des fournisseurs.

1.1.5. Le catalogue des prestations

Le catalogue des prestations annexes regroupe les différentes interventions qui peuvent être réalisées par ERDF. Les prix des prestations regroupées dans ce catalogue sont fixés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et publiés au journal officiel. Les tarifs des prestations annexes ont évolué au 1er septembre 2013, de 1,6 %.

A. Suivi de l'évolution tarifaire du catalogue des prestations

Prestations C5 (<= 36 kVA) tarif HT		Septembre 2012	Septembre 2013	Observations tarification
F100b	1ère mise en service (M.E.S)	39,53 €	40,16 €	/
F120b	Mise en service sur installation existante)	22,15 €	22,5 €	/
F130	Changement de fournisseur	Non facturé	Non facturé	/
F140b	Résiliation (sans dépose du branchement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif de la prestation de base de M.E.S
F200b	Intervention pour impayé (coupure)	42,09 €	42,76 €	Prestation de réduction de puissance et de suspension de l'alimentation.
	Limitation de puissance à 3000 W	42,09 €	42,76 €	
	Intervention pour impayé (rétablissement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif des interventions pour impayés
F360	Relevé Spécial standard	24,95 €	25,35 €	
F420c	Vérification métrologique du compteur	269,00 €	273,3 €	
	Vérification visuelle du compteur	29,80 €	30,28 €	
F920	Enquête demande fournisseur	24,95 €	25,35 €	Etude de la consommation et vérification si utilisation frauduleuse et dysfonctionnement de comptage
Variation annuelle en %		2,5%	1,6%	

B. Le suivi des engagements de délai dans le cadre du catalogue de prestations

Prestations	Délai	2012		2013	
		Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en % - C5	Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en %
Mise en service réalisées sur installation existante (120 B)	10 jours	46 620	98	47 051	97,67
Changement de fournisseur (130 B)	au 1er du mois suivant	3 343	99,6	8 478	99,61
Dont demande irrecevable		325		411	
Résiliation du contrat sans dépose du branchement (MUT 75) (140 B)	5 jours	24 626	98,7	32 823	98,69
Intervention pour impayé réalisée * (200 B)	10 jours ouvrés	12 454	93,9	11 905	88,70
Relevé spécial (360 B)	10 jours	4 788	83,5	4 210	81,63
Modification contractuelle (170 B à 185 B)	10 jours	5 895	Non suivi	5 834	Non suivi

** Nombre de prestations facturées aux fournisseurs*

Le volume de prestations réalisées augmente, à l'exception des interventions pour impayés, des prestations de relève spéciale et des interventions pour modifications contractuelles.

Le taux de réalisation des prestations dans les délais standards indiqués au catalogue des prestations diminue pour toutes les prestations réalisées.

Le nombre d'interventions pour impayés baisse de 4% tandis que le délai standard d'intervention s'allonge. Selon le concessionnaire, cet état de fait pourrait s'expliquer par l'élargissement de la trêve hivernale.

Le délai moyen de réalisation des travaux en matière de raccordement pour les branchements simples (C5) a baissé, passant de 55 jours en 2012 à 48 jours en 2013.

Le taux de non relève des compteurs de la segmentation C5 a diminué en 2013. Le concessionnaire a précisé que l'amélioration continue de la prestation de relève s'explique par la réécriture des procédures et la mise en place d'une hot line à destination des releveurs.

1.1.6. Le suivi des indemnisations

Indemnisation aux usagers	2010	2011	2012	2013
Nombre de dossiers sinistre	330	268	393	269
Nombre de sinistrés	465	NC	NC	NC
Nombre de sinistrés indemnisés	NC	NC	NC	NC
Indemnisation globale en k€	NC	163 000 €	136 000 €	131 423 €
Montant moyen par sinistre	/	608 €	346 €	489 €

Le nombre de dossiers «sinistre» enregistrés par le concessionnaire est en forte baisse en 2013 (-32%), le montant versé au titre de l'indemnisation diminue de 3%. Ces variations sont relatives, puisque le concessionnaire a précisé que les dossiers 2013 ont été davantage ciblés et ne concernent que des sinistres liés au réseau.

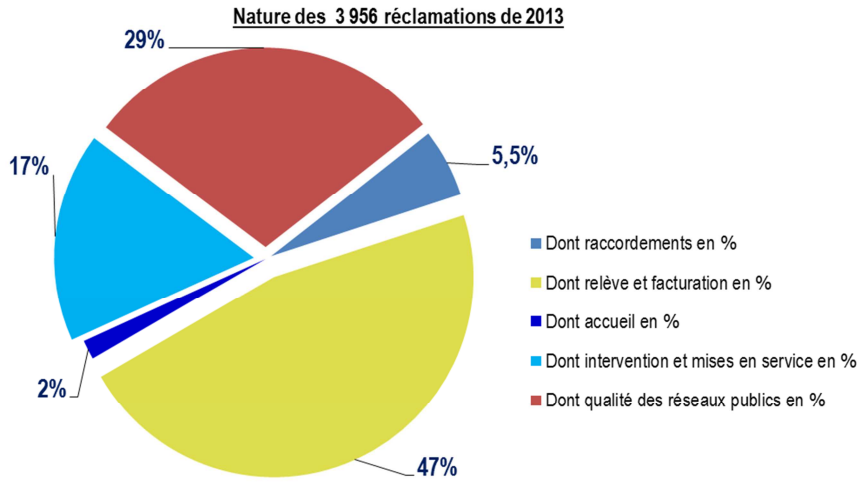
En 2013, le concessionnaire a de nouveau refusé de communiquer le détail des indemnisations et notamment la commune où l'incident a eu lieu, la date, la cause et le siège du sinistre, le nombre de lésés et le montant de l'indemnité versée.

Un audit spécifique sur pièce a cependant été réalisé à la demande du concédant. En synthèse, sur les 10 dossiers sinistres audités, deux seulement ont été suivis d'une indemnisation des usagers. Les autres ont été classés sans suite.

La portée de cet audit est néanmoins très restreinte car le concessionnaire fournit l'échantillon des dossiers concernés et refuse de laisser ce choix au concédant.

1.1.7. Les réclamations

Volume et nature des réclamations des usagers particuliers (C5) à la maille concession	Volume et nature 2012	Volume et nature 2013
Nombre total de réclamations	3891	**3956**
Dont raccordements en %	6,1%	**5,5%**
Dont relève et facturation en %	52,1%	**47%**
Dont accueil en %	1,3%	**2%**
Dont intervention et mises en service en %	18,7%	**17%**
Dont qualité des réseaux publics en %	21,8%	**29%**



1.2 LES USAGERS AUX TARIFS REGULES

Conformément aux dispositions de la loi, le SDEC Energie a procédé à un audit spécifique auprès du fournisseur historique EDF pour les usagers bénéficiant des tarifs réglementés.

1.2.1 Les usagers aux tarifs réglementés de vente

Puissance	Tarif	2010	2011	2012	2013
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	387 888	388 908	389 577	**385 808**
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	3 438	3 563	3 660	**3 799**
> à 250 kVA	VERT	1 348	1 349	1 336	**1 335**
Nombre d'usagers de la Concession		**392 674**	**393 820**	**394 573**	**390 942**

En 2013, le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente (TRV) diminue (-0,9%) après avoir très légèrement augmenté en 2012 (0.2%).

Les évolutions annuelles entre les différentes catégories de TRV sont variables : le nombre d'usagers bénéficiant de tarifs bleus baisse de 1% et augmente de 4% pour ceux bénéficiant des tarifs jaunes. Il est observé une stabilité du nombre d'usagers pour les tarifs verts.

90% des usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité bénéficient des TRV, ce qui correspond aux données observées au niveau national.

Les usagers aux TRV consomment 81% du volume global d'électricité consommé sur la concession, ce ratio est supérieur à celui observé au niveau national (71%). Le nombre d'usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité, bénéficiant des TRV dans les communes urbaines décroit de 0,4% contrairement au nombre d'usagers des communes rurales qui augmente de 1,2%. 77 % des usagers qui ne bénéficient plus des TRV résident en zone urbaine.

1.2.2. La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2010	2011	2012	2013
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	2 452	2 424	2 331	2 352
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	446	433	460	483
> à 250 kVA	VERT	871	855	867	867
Consommation en GWh		**3 769**	**3 712**	**3 658**	**3 703**

Le volume d'électricité consommé par les usagers bénéficiant des TRV augmente de 1,2 % en 2013. Cette augmentation est plus marquée dans les communes rurales (+2,2%) que dans les communes urbaines (+0,6%).

Les usagers aux tarifs bleus consomment 64% du volume global consommé par les usagers bénéficiant des TRV, contre 13% pour les tarifs jaunes et 23% pour les tarifs verts. En 2013, 60% de la consommation des usagers bénéficiant des TRV s'opèrent en milieu urbain.

Les évolutions annuelles entre les différentes catégories de TRV sont variables : le volume d'électricité consommé par les usagers bénéficiant de tarifs bleus augmente de 1%, de 5% pour les tarifs jaunes et reste stable pour les tarifs verts.

1.2.3. L'accueil téléphonique du fournisseur

Accueil physique :
Sur le Département du Calvados, EDF a implanté plusieurs points d'information :

- La boutique EDF située au 22 – 24, rue Saint Pierre à CAEN,
- Quatre Points Services « La Poste » (Falaise, Honfleur, Ouistreham, Pont l'Evêque),
- Deux Points Information Médiation Multi Services (PIMMS à Caen et Hérouville St Clair).

Accueil téléphonique :

Pour qui?	Pour quoi?	Numéro de téléphone	Coût de l'appel
Les usagers particuliers	Déménagement, contrat, facture	09 69 39 33 06	Coût non surtaxé
Les usagers professionnels (tarif bleu)		0 810 33 776	Coût d'un appel local
Les usagers démunis	Solidarité : Information, orientation TPN	0 800 650 309 0 800 333 123	Coût d'un appel local n° vert TPN
Les usagers particuliers et professionnels	Projets et travaux dans l'habitat	39 29	Prix d'un appel local
Les élus, travailleurs sociaux et associations	Alerte, gestion, suivi des usagers démunis	0 810 810 111	Coût d'un appel local

Il convient de citer les canaux automatisés développés par le fournisseur EDF suivants :

- Le site particuliers.edf.com, refondu en 2013 et accessible sur tablette et mobile,
- L'application EDF & MOI qui permet de créer des espaces clients, payer des factures, modifier des données personnelles, transmettre des relevés de consommation…).
- Le site mamaisonbleucieledf.fr qui délivre des conseils sur la maitrise de l'énergie.

1.2.4. La solidarité

La loi du 15 avril 2013 a décidé de l'ouverture du Tarif de Première Nécessité (TPN) à tous les fournisseurs d'énergie et sortit ce contrôle du périmètre du contrat de concession. Le contrôle de la mise en œuvre du TPN est donc désormais mené auprès de l'ensemble des fournisseurs et fait l'objet d'un rapport de contrôle spécifique.

1.2.5. La facturation

	2012	2013
Nombre de lettres de relance envoyées	168 503	**163 114**
Nombre de déplacements pour impayés	5 637	**2 966**
Nombre de coupures demandées par EDF à ERDF sans aboutir à une coupure effective	4 156	**1 275**
Nombre de coupures effectives sur demande d'EDF	1 481	**1 691**
Taux d'interruption de fourniture à la demande du fournisseur	26%	**57%**
Nombre de SMI Service Maintien d'Energie	2 579	**2 714**

Le nombre d'usagers coupés augmente de 14 % en 2013. Selon le concessionnaire, cet état de fait s'explique par une situation économique dégradée.

Notons que même si le nombre de déplacements pour impayés réalisés en 2013 par le concessionnaire ERDF diminue (-4%), ces derniers se sont davantage conclus par des coupures effectives pour le concessionnaire EDF. Ainsi en 2013, plus d'un déplacement sur deux pour impayés aboutit à la suspension de fourniture (57%).

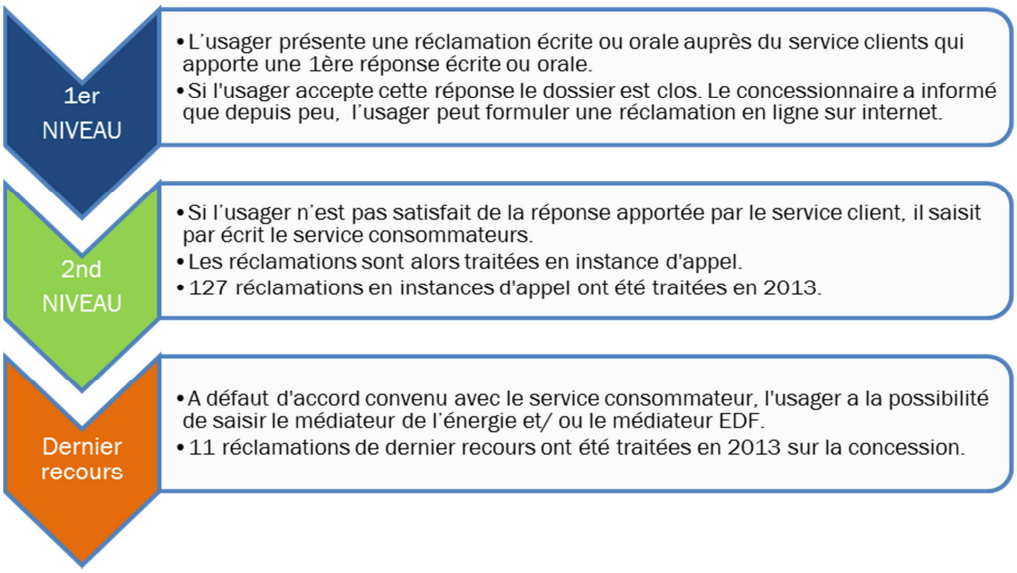
L'impact de la loi du 15 avril 2013 qui élargit la mise en œuvre de la trêve hivernale est peu mesurable sur l'année 2013. Il est cependant constaté un nombre plus important de services de maintien de l'énergie en 2013 (2714 contre 2579 en 2012) car si un usager ne peut plus être coupé durant la trêve hivernale, son accès à l'énergie peut néanmoins être réduit.

1.2.6. Les réclamations

En 2013, les usagers ont adressé environ 2 562 réclamations contre 1 381 réclamations en 2012. L'appréciation de ces données est compliquée puisque les données 2012 étaient erronées et celles de 2013 sont estimatives, compte tenu des changements dans le système de gestion du concessionnaire.

Les réclamations portent principalement sur la relève et la facturation, le recouvrement, l'accueil, la qualité de fourniture du réseau et les contrats. Le taux de réclamations traitées dans les trente jours s'établit à 76% en 2013, ce taux est à la maille nationale. La relève et la facture représentent le plus grand nombre des réclamations.

Le concessionnaire a parfaitement décrit le processus de traitement d'une réclamation et a organisé à destination du concédant une visite de son centre de relation client. Avec 3 niveaux de traitement, le processus de traitement d'une réclamation est le suivant :



Lorsque le fournisseur accuse réception d'une réclamation afférente aux prestations du distributeur, le fournisseur transmet la réclamation au distributeur qui l'analyse et y répond. Cette réponse, est ensuite transmise aux fournisseurs, qui la communiquent à l'usager.

1.2.7. Les données financières

Montant des recettes du concessionnaire à la maille de la concession	2011	2012	2013
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs bleus	221 401	214 295	**230 138**
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs jaunes	42 206	41 244	**43 845**
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs verts	64 285	61 348	**59 516**
Total	**327 893**	**316 886**	**333 498**

Les recettes du concessionnaire augmentent de 5% en moyenne par rapport à 2012, les évolutions diffèrent selon les tarifs.

La hausse des recettes pour les tarifs bleus et jaunes s'explique par l'augmentation du volume d'énergie vendue, le mouvement tarifaire d'août 2013 et l'actualisation du référentiel des prix en 2012 qui n'a été reportée qu'en 2013.

La baisse de 3% de recettes pour tarifs verts est relative puisque les données 2012 sont hors TVA alors que les données 2013 sont hors TVA et contribution, ce qui ne permet pas d'apprécier les évolutions effectives.

Le SDEC Energie a sollicité la présentation du compte de résultat (charges et produits) de l'activité relative à la fourniture d'électricité bénéficiant des TRV pour l'année 2013. EDF a rejeté cette demande.

1.3 LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS

Points positifs	
Distributeur ERDF	Amélioration de la prestation de raccordement (délai des travaux et amélioration de la satisfaction des usagers).
Fournisseur EDF	Amélioration de l'information sur le traitement des réclamations.

Points à améliorer	
Fournisseur EDF	Fiabiliser les données d'une année sur l'autre (les requêtages).

Points négatifs	
Distributeur ERDF	Transmission des informations détaillées sur les indemnisations et les réclamations.
Fournisseur EDF	Transmettre les informations sollicitées par le concédant en matière d'informations financières.

2. LES TRAVAUX SUR LE RESEAU ELECTRIQUE ET ENVIRONNEMENT

Les investissements sur le réseau de distribution publique d'électricité sont portés principalement entre les deux maîtres d'ouvrages que sont le SDEC ENERGIE et ERDF.

2.1. LA REPARTITION DES TRAVAUX REALISES PAR MAITRE D'OUVRAGE

Travaux réalisés en km	2010	2011	2012	2013
ERDF (hors branchements)	158	206	193	203
SDEC Energie (y compris les branchements)	237	237	220	217
TOTAL	394	443	413	420

En 2013, les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 420 km de travaux sur le territoire de la concession, soit 2% de plus qu'en 2012 (7 km).

Le concessionnaire ERDF n'est en mesure de fournir les caractéristiques techniques des branchements existants et modifiés en 2013. Les branchements faisant partie de la concession, le SDEC ENERGIE souhaite en avoir connaissance (demande récurrente).

2.1.1. Les travaux réalisés par ERDF

Le volume des travaux, déclarés au titre de l'année 2013 par le concessionnaire, est décrit par plusieurs sources :

- Le Compte rendu d'activités (CRAC) affiche les données globales (linéaires p. 76 et montants d'investissement p. 38),
- un fichier technique "L0311E" présente les linéaires par commune, type de travaux (extension, renouvellement et renforcement) et type de technique (aérien nu, torsadé, souterrain),
- un échantillon des travaux réalisés argumentant la conférence "loi NOME" précise, par commune ou ensemble de commune, des montants investis et parfois des linéaires correspondants.

La confrontation de ces différentes sources a amené le concessionnaire à rectifier, le 4 décembre 2014, les linéaires déclarés réalisés au titre de l'année 2013, sur les réseaux BT et HTA, sur la page 76 du CRAC.

Les données fournies par le concessionnaire doivent être considérées avec circonspection. En effet :

- les linéaires déclarés varient en fonction des sources,
- ces linéaires ne peuvent être comparés à ceux mis en concession (fichier comptable) car, depuis 2009, ces données sont limitées à la présentation d'un linéaire réalisé, sans précision du montant des dépenses afférentes,
- le concessionnaire refuse de préciser les sources de l'élaboration du fichier technique "L0311E",
- le concessionnaire refuse de fournir la liste exhaustive et détaillée des travaux qu'il réalise.

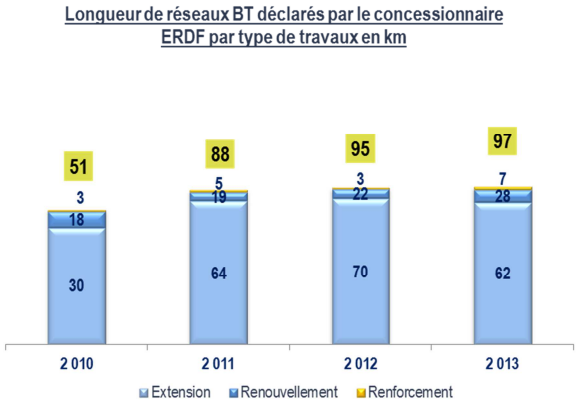
BT : Linéaire réalisé en Km	2010	2011	2012	2013
Aérien torsadé	9	8	8	11
Souterrain	42	80	87	86
Branchement	NC	NC	NC	NC
TOTAL	51	88	95	97

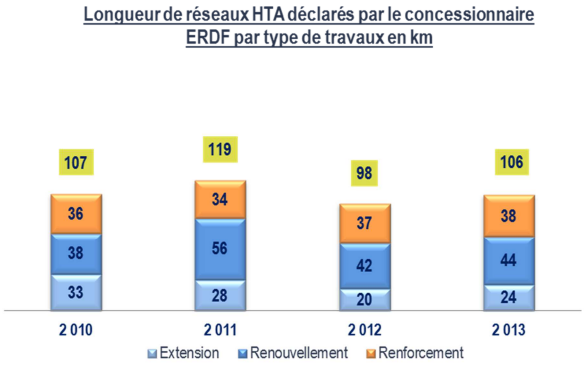
Jusqu'en 2010, le linéaire de réseau basse tension (BT) créé était stable avec une moyenne d'environ 50 km par an. Depuis, celui-ci a augmenté régulièrement pour atteindre 97 Km en 2013. 88% des travaux réalisés par le concessionnaire sur le réseau basse tension, le sont en souterrain.

HTA : Linéaire réalisé en km	2010	2011	2012	2013
Aérien nu	3	3	3	1
Souterrain	103	115	96	105
Total	107	119	99	106

L'évolution du linéaire total de réseau HTA posé a augmenté par rapport à 2012 (+8%) pour retrouver son niveau de 2010. La quasi-totalité de ces travaux a été réalisée en technique souterraine.

ERDF refuse de fournir les linéaires et la liste des travaux « raccordement producteur ».





Depuis 2011, les travaux sur le réseau basse tension sont très largement dus aux demandes d'extensions du réseau (64% en 2013).

Le cumul des linéaires de renouvellement et de renforcement BT est en augmentation par rapport à 2012, mais reste cependant insuffisant au regard des incidents observés sur le réseau basse tension en fils nus.

Les travaux HTA déclarés par le concessionnaire se répartissent en 42% de renouvellements, 36% de renforcements et 23% d'extensions.

Afin de conforter ces données, le concédant les a comparées avec l'échantillon des investissements fourni au titre de la loi NOME (annexe 2 du CRAC). A ce titre, le concédant a pu constater que :

- 13% (soit 12 662 m) des linéaires localisables de l'échantillon sont retrouvés à l'identique dans le fichier "travaux" ;
- 67% (soit 67 966 m) des linéaires localisables de l'échantillon sont (logiquement) inférieurs à ceux du fichier "travaux" ;
- 20% des affaires ne présentent aucun linéaire, soit 44% du montant de l'échantillon ;
- 20% (20 718 m) des linéaires localisables de l'échantillon sont supérieurs à ceux du fichier "travaux". Ce dernier constat est surprenant car un échantillon ne peut être supérieur à un état théoriquement complet.

Le SDEC ENERGIE a également comparé ces données avec les linéaires mis en service et immobilisés dans l'année 2013 (fichier comptable). Le bilan du concédant est le suivant :

- le linéaire global immobilisé au titre de l'année 2013 représente 105% (212 722 m) du linéaire total présenté dans le fichier "travaux" (203 156 m) ;
- 35% (71 138 m) des linéaires du fichier "travaux" sont inférieurs à ceux du fichier comptable.

Ces constats sont surprenants car un échantillon ne peut être supérieur à un état théoriquement complet. Ces éléments corroborent la mise en garde formulée précédemment, concernant la qualité des données transmises par le concessionnaire ERDF.

Le nombre de branchements neufs créés en 2013 est en très forte diminution (-77%).

Le concessionnaire a restreint unilatéralement la qualité des informations transmises à l'autorité concédante, ce qui ne permet pas d'approfondir l'analyse. Ces éléments amènent le concédant à douter de la fiabilité des données transmises et à prévoir de la vérifier lors de la prochaine mission de contrôle.

2.1.2. L'évolution des travaux réalisés par le SDEC Energie

BT : Linéaire réalisé en Km	2010	2011	2012	2013
Aérien torsadé	39	34	42	**33**
Souterrain	102	111	99	**106**
Branchement	55	61	54	**56**
TOTAL	**197**	**206**	**195**	**196**

En 2013, le SDEC Energie a réalisé 139 km de réseau BT, ce linéaire est stable depuis 2010 et 56 kilomètres de branchement.

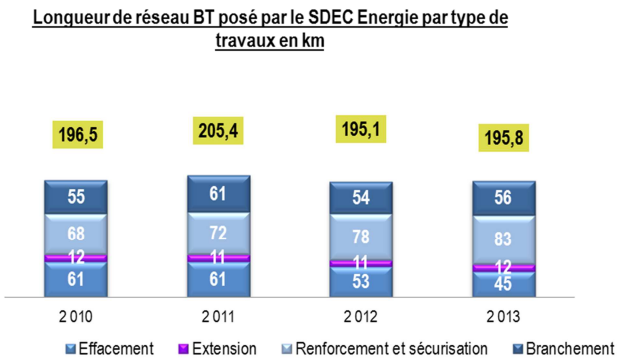
Le syndicat a recours principalement (76%) à la technique souterraine pour ses travaux sur le réseau basse tension.

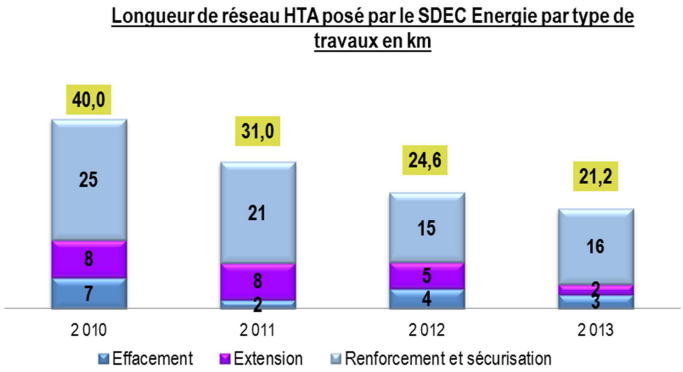
En 2013, le linéaire de travaux réalisés sur le réseau BT par le SDEC ENERGIE est équivalent à celui des années 2010 et 2012. Il avait atteint, en 2011, son niveau le plus important depuis ces 5 dernières années.

HTA : Linéaire réalisé en Km	2010	2011	2012	2013
Aérien nu	7	2	1	**1**
Souterrain	33	29	23	**20**
TOTAL	**40**	**31**	**25**	**21**

Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au concessionnaire ERDF, néanmoins dans le cadre de ses activités le SDEC Energie est amené à intervenir sur ce type de réseau. Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC Energie sont principalement réalisés dans le cadre de renforcement du réseau basse tension.

Le linéaire réalisé est moindre en 2012/2013 qu'en 2010/2011. Le SDEC Energie privilégie les travaux en souterrain pour la HTA avec un taux de 93%.





2.2. L'ENVIRONNEMENT

2.2.1. Le respect des zones du cahier des charges de concession

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule un taux de linéaire de travaux à réaliser en technique souterraine en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération.

L'article 4 de l'annexe 1 de ce cahier des charges précise ces pourcentages.

Depuis 2011, le concessionnaire fournit au SDEC Energie les éléments permettant de s'assurer qu'il respecte bien ses engagements (répartition du linéaire de travaux transmise par zone). Les calculs sont depuis lors basés sur les travaux réalisés par les deux maîtres d'ouvrage.

		Zone 1		Zone 2		Zone 3	
		2012	2013	2012	2013	2112	2013
Objectif du cahier des charges en%	HTA	100	100	85	85	50	50
	BT	100	100	85	85	35	35
ERDF en %	HTA	100	100	97	96	96	100
	BT	100	100	100	99	96%	95
SDEC Energie en %	HTA	100	97	97	100	90	89
	BT	100	100	89	86	41%	57

Pour 2013, les résultats atteignent globalement les objectifs fixés par le cahier des charges de concession, voire même, les dépassent largement pour ce qui est de la zone 3. Seul l'objectif de 100 % de souterrain HTA en zone 1 n'est pas atteint mais approché (97%) par le SDEC Energie.

2.2.2. Les transformateurs PCB traités

Certains transformateurs sont susceptibles de contenir des polychlorobiphényles (PCB). En raison des risques environnementaux, les postes de transformation avec un taux de PCB > ou = à 500 ppm ont été éliminés à fin 2010 conformément à la réglementation en vigueur.

Le décret n° 2013-301 du 10 avril 2013 portant sur diverses dispositions relatives aux déchets prévoit la suppression des transformateurs pollués à plus de 50 ppm pour la fin 2025. ERDF s'engage à supprimer l'ensemble des postes pollués pour cette date.

Le tableau ci-après stipule le nombre de transformateurs concernés par ce décret :

Traitement des transformateurs par ERDF (programme d'élimination des transformateurs > 50ppm PCB)	2012	2013
Transformateurs remplacés dans l'année	466	**86**
Nombre des transformateurs pollués (entre 50 et 500 ppm) restant à traiter au 31/12	727	**641**

Comme l'an passé, le concessionnaire a refusé de communiquer au SDEC Energie la liste des 641 transformateurs recensés comme pollués sur la concession.

Afin de palier ce refus, il a été convenu que le SDEC Energie fasse parvenir au concessionnaire la listes de ses travaux. ERDF répondra en informant du niveau de pollution et en fournissant les PV d'analyse des postes concernés permettant ainsi d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux aux seuls cas nécessaires. Cet accord ne répond que partiellement aux attentes du SDEC Energie qui souhaite connaître précisément son patrimoine.

2.2.3. Les postes tours

En 2011, le SDEC Energie et ERDF ont signé une seconde convention relative à la suppression de postes tours sur la concession. Cette dernière stipule qu'en juillet 2014, le SDEC Energie comme ERDF devront avoir procédé au remplacement de 12 postes tour.

	Convention SDEC Energie/ERDF 2011-2014			
Nombre de postes tours remplacés par an	2012	2013	Cumul	Objectif à juillet 2014
ERDF	8	5	18	12
SDEC Energie	4	2	7	12
Total	12	7	25	24

Le concessionnaire a atteint l'objectif de la suppression de 12 postes tours fin 2012.

Le SDEC Energie réalise la dépose de postes de transformation de type tour dans le cadre de projet d'effacement des réseaux aériens ou de renforcement. Les postes sont alors analysés afin de savoir s'ils contiennent de l'amiante, puis détruits. Les gravats issus de cette démolition sont ensuite concassés afin d'être utilisés sur des chantiers de travaux publics.

A fin 2013, le SDEC Energie a réalisé la dépose de 7 postes "tour" soit 58% de son objectif.

2.3. LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT

Points positifs	Augmentation du linéaire de HTA déclaré posé par le concessionnaire.
	Technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).

Points à améliorer	Fournir la liste des transformateurs en service pollués par les PCB (> 50 ppm) (demande récurrente).
	Communiquer les caractéristiques techniques des nouveaux branchements (demande récurrente).

Points négatifs	Fournir la liste complète des travaux réalisés, en montant, en linéaire et ces données doivent être cohérentes entre les sources
	Restriction unilatérale des informations transmises au concédant (nombre de branchements supprimés et modifiés).

De manière générale, le concessionnaire ne répond pas à toutes les attentes de l'autorité concédante en matière de transmission et de qualité des données. La non transmission de certains éléments demandés ne permet pas au SDEC Energie d'avoir une analyse pertinente des investissements financiers du concessionnaire au regard des travaux réalisés.

3. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1. LE RESEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Réseau BT en km	2010	2011	2012	2013	% par rapport linéaire total
Souterrain	4 629	4 843	5 032	5 203	48%
Aérien nu	1 321	1 239	1 159	1 064	10%
Torsadé	4 514	4 517	4 513	4 522	42%
Total réseau BT	**10 464**	**10 598**	**10 703**	**10 789**	
Evolution n / n-1	0,9%	1,3%	1%	0,8%	

Réseau HTA en km	2010	2011	2012	2013	% par rapport linéaire total
Souterrain	3 130	3 255	3 359	3 456	40%
Aérien nu	5 259	5 192	5 132	5 097	60%
Torsadé	1	1	1	1	0%
Total réseau HTA	8 389	8 448	8 492	8 554	
Evolution n / n-1	1,1%	0,7%	0,5%	0,7%	

	2010	2011	2012	2013
Total HTA et BT	**18 853**	**19 046**	**19 196**	**19 343**
Évolution n / n-1	1%	1%	0,8%	0,8%

Le linéaire de réseau BT augmente chaque année. Cependant, cette évolution se ralentit, après avoir atteint un maximum en 2011 avec 1,3%. Avec une croissance de 0,8% en 2013, sa croissance est inférieure à celle observée en 2009 et 2010,

En 2013, le linéaire de réseau HTA augmente de 0,7 %, comme en 2011. Après avoir atteint un maximum de progression en 2009 avec 1,6%, sa croissance est en diminution depuis 2010, pour atteindre son niveau le plus faible en 2012 avec 0,5%.

Pour les deux types de réseaux, l'augmentation du linéaire se fait essentiellement au profit du réseau souterrain.

Le réseau aérien nu continue de décroître. Ainsi, entre 2012 et 2013, la réduction a été de 8% pour le linéaire de réseau aérien nu en BT (95 km), contre 6,2% en 2011 et 6,4 en 2012. Pour le réseau aérien nu en HTA, la diminution est de 0,7% (35 km), contre 1,3% en 2011 et 1,2% en 2012.

Malgré ces diminutions du linéaire de réseaux aériens nus, 10% de l'ensemble du réseau BT reste encore en fils nus.

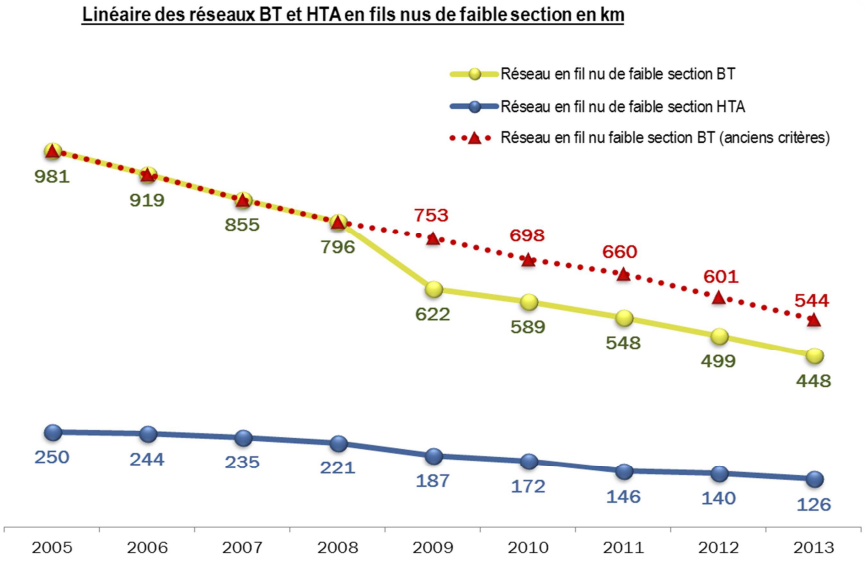
Or, cet ouvrage est le plus concerné par les d'incidents. Le SDEC Energie s'est donné comme objectif de supprimer le réseau aérien nu en domaine rural d'ici 2020. Le concessionnaire n'a pas de programme spécifique pour supprimer ce type de réseau en secteur urbain.

	Décomposition du réseau par type de commune en 2013		
Réseau BT en km	Total	Urbain	Rural
Souterrain	**5 203**	2 448	2 755
Aérien nu	**1 064**	440	623
Torsadé	**4 522**	507	4 015
Total réseau BT	**10 789**	**3 396**	**7 393**

	Décomposition du réseau par type de commune en 2013		
Réseau HTA en km	Total	Urbain	Rural
Souterrain	3 456	1 652	1 804
Aérien nu	5 097	397	4 700
Torsadé	1	-	-
Total réseau HTA	8 554	2 050	6 505

	Décomposition du réseau par type de commune en 2013		
Réseau HTA/BT	Total	Urbain	Rural
Souterrain	8 660	4 100	4 559
Aérien nu	6 121	838	5 323
Torsadé	4 523	508	4 015
Total HTA et BT	19 343	5 446	13 897

72 % du réseau électrique de la concession du Calvados se trouve dans les communes rurales en 2013.
Les zones rurales présentent 2,6 fois plus de linéaire de réseaux HTA et BT que les zones urbaines. Cette proportion est constante depuis 2008.



Les réseaux les plus fragiles correspondent principalement aux réseaux de faibles sections posés jusque dans les années 1960 (l'âge moyen pour ce type de réseau est de 66 ans en basse tension et 54 ans en HTA).

Jusqu'en 2009, ces réseaux correspondaient, en basse tension, à des sections inférieures ou égales à 20 mm² pour le cuivre et à 22 mm² pour les autres métaux et en la HTA, à des réseaux inférieurs ou égaux à 14 mm² pour le cuivre et à 22 mm² pour les autres matières.

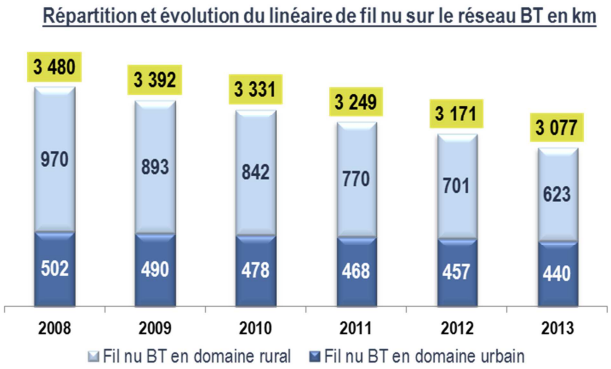
Depuis 2009, la baisse importante du linéaire de faible section BT présentée par le concessionnaire s'explique par une modification des critères de classification de la faible section. Celle-ci ne prend plus en compte les sections cuivrées en basse tension comprise entre 14 et 20 mm².

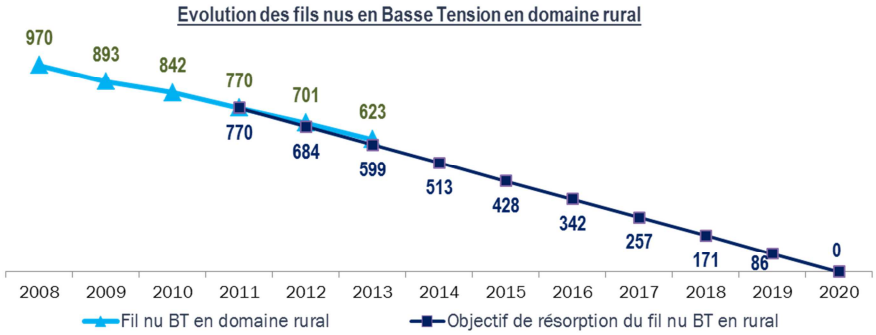
Le SDEC Energie n'approuve pas cette décision qui signifierait que la section 20 mm² en cuivre ne serait plus une faible section, bien qu'elle corresponde à des câbles torsadés de 35 mm², section jugée très insuffisante et non utilisée aujourd'hui pour la construction du réseau BT.

En moyenne depuis 6 ans sur l'ensemble de la concession, 54 km de fils nus de faible section BT sont résorbés par an. A ce rythme, il faudra encore environ 10 ans pour résorber ce type de réseau. Avec un raisonnement similaire, le réseau HTA de faible section devrait être entièrement supprimé en 7 ans.

Comme il est présenté dans la partie "qualité de la fourniture" et afin d'améliorer la qualité de la distribution publique d'électricité, la suppression de ce type de réseau est une nécessité. Malgré les demandes récurrentes du SDEC Energie, le concessionnaire n'a toujours pas de programme spécifique pour la suppression de ces réseaux de faibles sections.

Par ailleurs, le concessionnaire refuse de transmettre d'autres éléments concernant les réseaux fragiles : les longueurs, de câbles isolés aux papiers imprégnés (CPI) et, de réseau concerné par le plan aléa climatique à la maille communale à la maille communale.

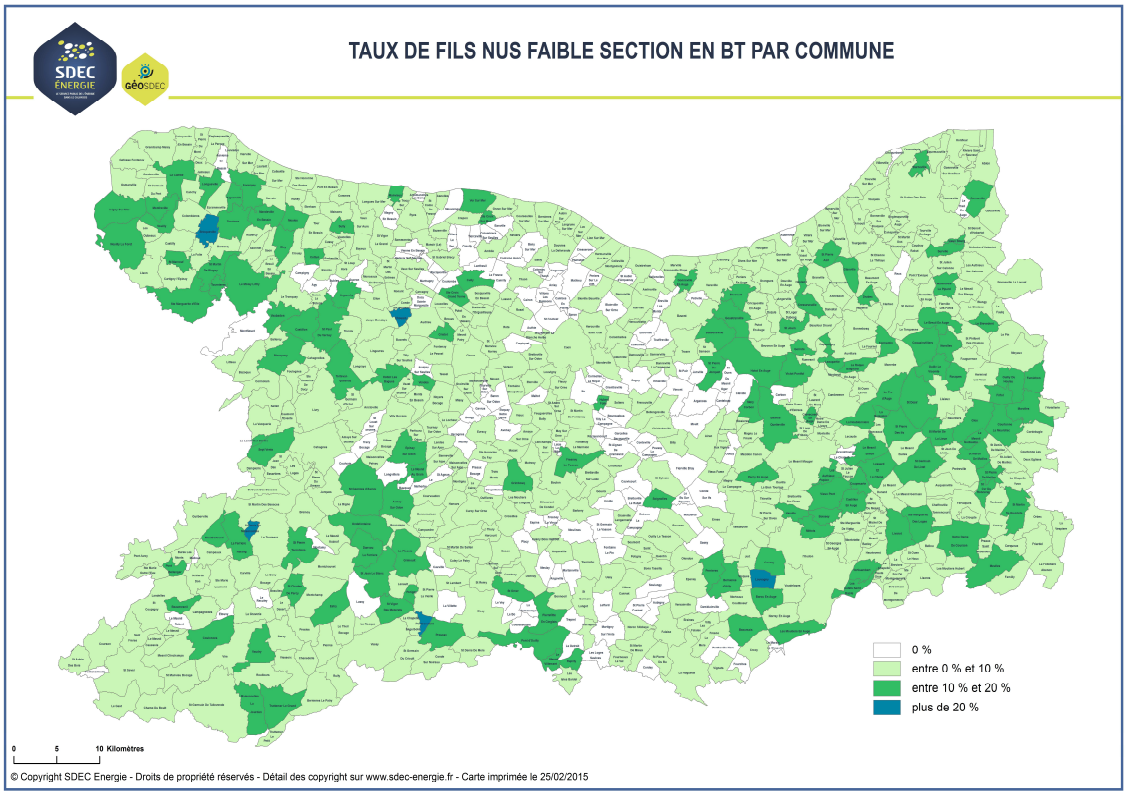




3.2. LES RESEAUX FRAGILES

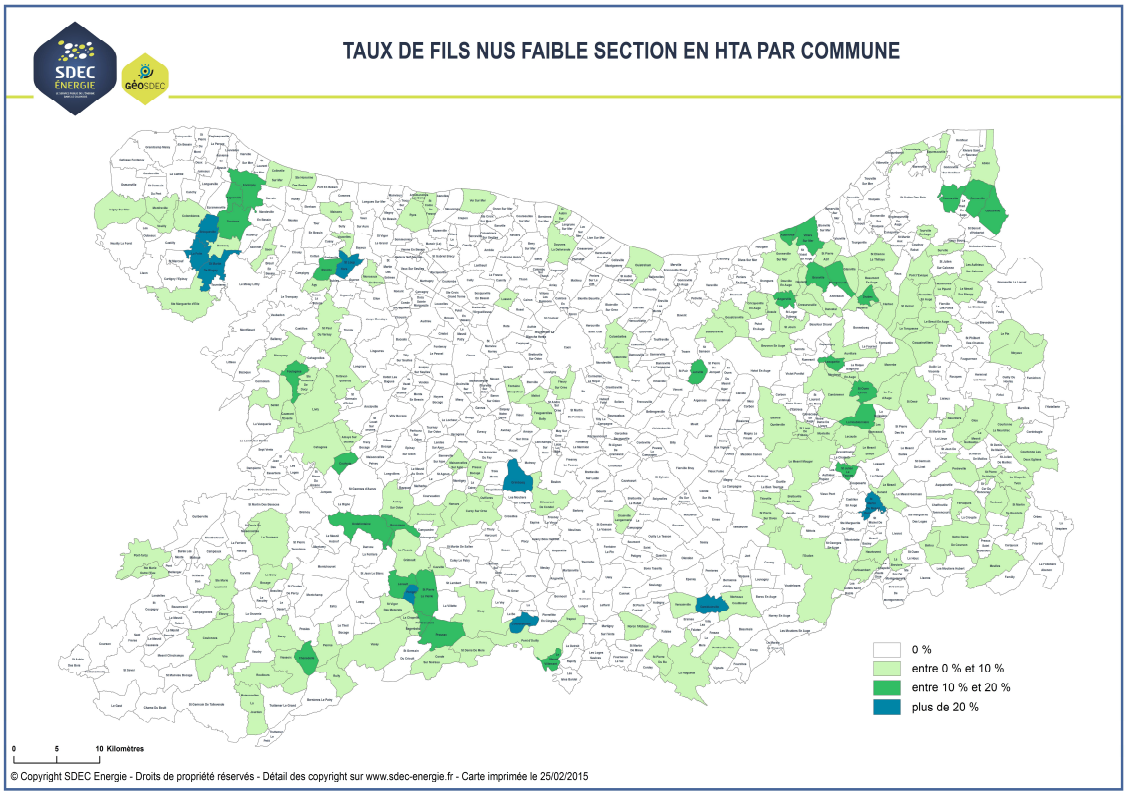
3.2.1. La cartographie départementale des réseaux basse tension en fils nus

Le réseau basse tension en fils nus est un réseau qui subit fréquemment les conséquences des phénomènes climatiques. La carte ci-après présente l'implantation de ce type de réseau par commune pour l'année 2013 :

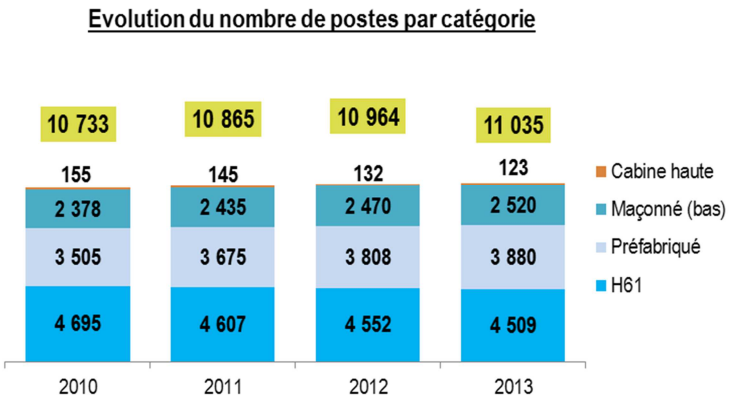


3.2.2. La cartographie départementale des réseaux HTA en fils nus de faible section

Le réseau HTA en fils nus de faibles sections est un réseau fréquemment impacté lors de phénomène climatique. La carte ci-après présente l'implantation de ce type de réseau par commune en 2013 :



3.3. LES POSTES DE TRANSFORMATION



137 postes de transformation sur la concession sont en contrainte de tension et nécessiteraient une augmentation de puissance (65 en commune urbaine et 72 en rural).

Le nombre de postes de transformation en service sur la concession est variable selon les fichiers transmis par le concessionnaire. ERDF explique cette situation par le fait que les données ne sont pas extraites au même moment.

Le concessionnaire refuse toujours de communiquer les réglages des prises à vide des transformateurs HTA/BT et des transformateurs des postes source. Or, ces réglages ont une influence sur la modélisation du logiciel informatique simulant les usagers mal alimentés. Il est donc important d'en connaître la réalité. Par ailleurs, cette information est transmise à d'autres syndicats.

Par ailleurs, il refuse également de transmettre le bilan des immeubles (terrains et locaux) mis à sa disposition.

3.4. L'AGE DES RESEAUX HTA ET BT

3.4.1. L'âge moyen du réseau BT

Age moyen en BT	2010	2011	2012	2013
Concession	**32,0**	**31,9**	**31,9**	**31,8**
Zone rurale	28,6	28,5	28,5	28,3
Zone urbaine	39,5	39,4	39,3	39,2

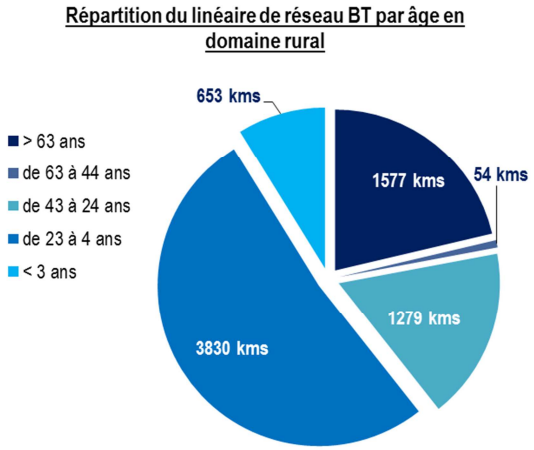
Age moyen du réseau BT de faible section	2010	2011	2012	2013
Concession	63	64	65	**66**

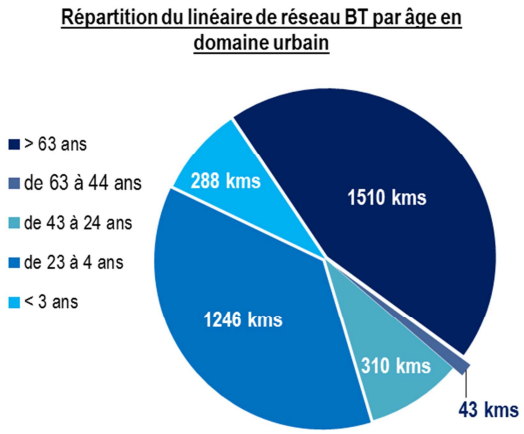
L'âge moyen du réseau BT de la concession est stable depuis 2007. Il reste élevé, malgré l'augmentation régulière du linéaire de réseau, marquant ainsi le manque d'investissement de renouvellement. L'âge moyen des réseaux BT de faible section continue d'augmenter pour atteindre plus de 66 ans en 2013 (contre 63 ans en 2010).

Le concédant constate des écarts très importants entre l'âge moyen du réseau BT calculé à partir des données techniques (31,8 ans) et celui calculé à partir des données comptables (21,8 ans). Ces écarts sont considérables pour les communes urbaines (39,2 ans avec les données techniques contre 25 ans avec les données comptables) et pour le réseau aérien nu (66 ans avec les données techniques contre 48 ans avec les données comptables).

L'autorité concédante émet des réserves sur la fiabilité de certaines données transmises par ERDF concernant l'âge des réseaux BT. Malgré ce constat argumenté, le concessionnaire a précisé en audit qu'il n'envisage pas de modifier les informations erronées, notamment sur les 860 kms réseaux torsadés indiqués comme posés en 1946 (ce type de réseau a été installé à partir des années de 1970). Un rapprochement des inventaires technique et comptable est indispensable afin de mettre en concordance les dates de pose des ouvrages.

3.4.1.1. Le linéaire de réseau BT par année de pose





Sur la concession, 29 % du réseau BT a plus de 62 ans. Ce pourcentage atteint 44% en zone urbaine. Malgré ce constat récurrent, le concessionnaire n'a toujours pas de programme spécifique pour la suppression des réseaux posés antérieurement aux années de 1950.

3.4.2. L'âge moyen du réseau HTA

Age moyen en HTA	2010	2011	2012	2013
Concession	**24,8**	**25,1**	**25,6**	**26,1**
Zone rurale	25,3	25,6	26,1	**26,7**
Zone urbaine	23,3	23,8	23,8	**23,9**

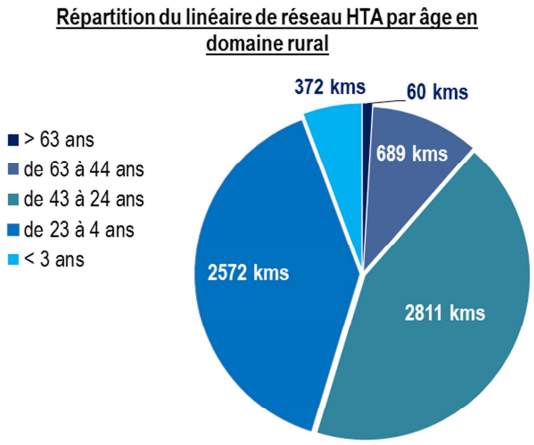
Age moyen du réseau HTA de faible section	2012	2013
Concession	53	**54,1**

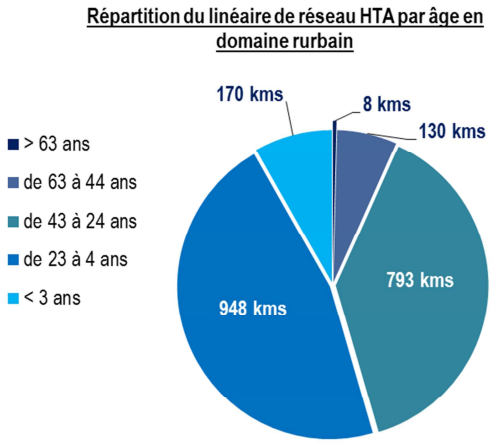
L'âge moyen du réseau HTA ne cesse d'augmenter, les travaux entrepris sur ce réseau ne permettent pas d'éviter son vieillissement. L'âge moyen des réseaux HTA de faible section (126 km) augmente. Il est de 54 ans en 2013.

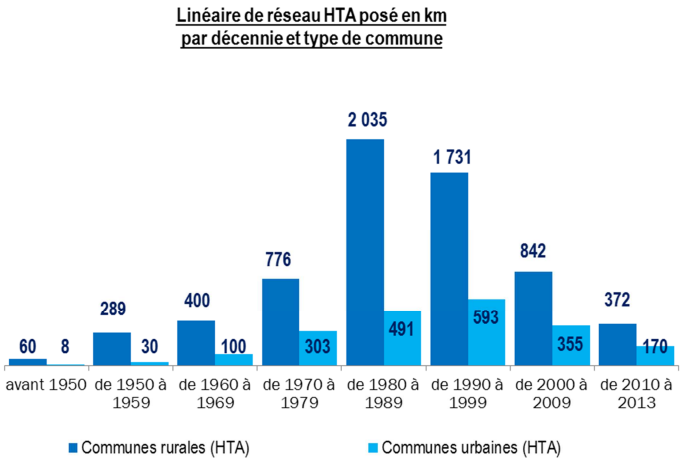
Le concédant constate un faible écart entre l'âge moyen du réseau HTA calculé à partir des données techniques (26,1 ans) et celui calculé à partir des données comptables (25,1 ans). Cependant, l'analyse détaillée présente un écart très significatif pour le réseau aérien torsadé (25 ans avec les données techniques contre 8,4 ans avec les données comptables).

Ces observations confirment les réserves émises par l'autorité concédante sur la fiabilité de certaines données transmises par ERDF, notamment concernant l'âge des réseaux. Rapprocher les inventaires technique et comptable concernant les dates de pose des ouvrages apparaît donc indispensable.

3.4.2.1. Le linéaire de réseau HTA par année de pose







Le graphique du linéaire de réseau HTA par décennie de pose met en exergue le niveau important d'investissements du concessionnaire dans les années 80. Depuis, ses investissements ne cessent de baisser, expliquant l'évolution de l'âge moyen du réseau.

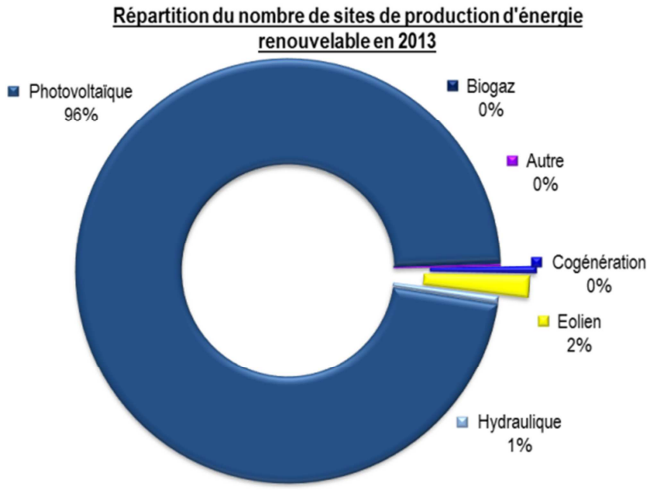
3.5. LES PRODUCTEURS

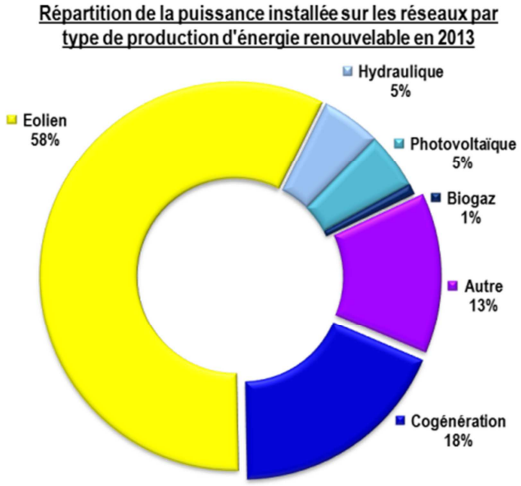
	Nombre de site de production		Puissance en kW sur les réseaux HTA et BT	
Type de production	2012	2013	2012	2013
Cogénération	10	10	41 066	41 066
Eolien	29	31	129 437	129 467
Hydraulique	9	11	4 232	4 232
Photovoltaïque	1 503	1 793	8 230	10 654
Biogaz	2	4	1 640	2 020
Autre	5	3	38 840	38 840
TOTAL	1 558	1 852	223 444	226 279

Le plus grand nombre de sites de production sur les réseaux HTA et BT concerne les installations photovoltaïques (97%), néanmoins la puissance injectée sur le réseau public par ces installations (5 %) reste faible contrairement à la production éolienne qui représente 58% de l'ensemble.

Le nombre de producteurs augmente : +19% en 2013 (+15% en 2012). Ceci est dû principalement à la croissance du nombre de producteurs photovoltaïques. Cependant, l'incidence de cette augmentation du nombre de producteurs sur la quantité d'énergie renouvelable produite reste marginale puisque celle-ci de +0,4% en 2013.

Il est à noter que le concessionnaire ne communique pas la localisation précise des producteurs d'énergie renouvelable sur les réseaux HTA et BT.





3.6. LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION

Point positif	Croissance du linéaire des réseaux souterrains.

Points à améliorer	137 postes de transformation sont en contrainte de tension.
	Rapprocher les inventaires technique et comptable concernant les dates de pose des ouvrages.
	Communiquer les réglages des prises à vide des transformateurs HTA/BT et des postes source.
	Communiquer les longueurs de câbles CPI et de réseau concerné par le plan aléa climatique à la maille communale.
	Communiquer le bilan des immeubles mis à disposition du concessionnaire.

Points négatifs	Programmer la suppression des réseaux BT en fils nus en domaine urbain
	Programmer la suppression des réseaux HTA de faibles sections

4. LA QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE

Les usagers appréhendent la qualité de l'électricité qui leur est distribuée au travers de deux perturbations :

- la chute de tension qui occasionne des dysfonctionnements des appareils électriques,
- la coupure qui peut être due à des travaux ou à des incidents sur le réseau électrique.

4.1. LA QUALITE DE LA TENSION

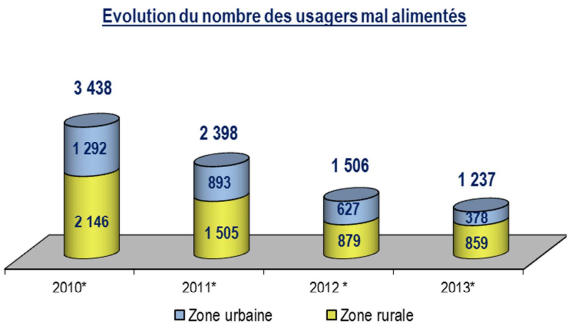
La tension nominale peut varier dans une plage de :

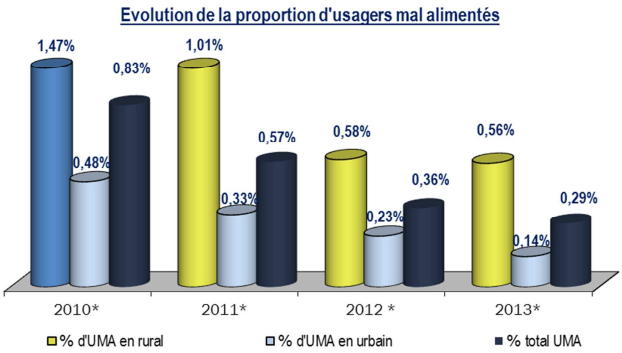
- ± 10 % de la tension nominale fixée à 230 V en monophasé et 400 V en triphasé pour la BT,
- ± 5 % de la tension nominale fixée à 15 kV ou 20 kV pour la HTA.

4.1.1. Les usagers mal alimentés

Un usager en monophasé est considéré comme mal alimenté en électricité dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230V +/- 10%). La chute de tension provient d'un dimensionnement, du réseau basse tension (BT), moyenne tension (HTA) ou du poste de transformation, trop faible au regard des besoins de l'usager.
Le tableau et les graphiques ci-après indiquent, selon un logiciel statistique de simulation du concessionnaire, modifié en 2010, le nombre théorique d'usagers mal alimentés en électricité.

Nombre d'usagers mal alimentés	2010*	2011*	2012*	2013*
Zone rurale	2 146	1 505	879	859
Zone urbaine	1 292	893	627	378
Total Concession	3 438	2 398	1 506	1 237
% d'usagers mal alimentés **en rural**	1,47%	1,01%	0,58%	0,56%
% d'usagers mal alimentés **en urbain**	0,48%	0,33%	0,23%	0,14%
% usagers mal alimentés	0,83%	0,57%	0,36%	0,29%





* Depuis 2010, le concessionnaire, sans concertation avec les autorités concédantes, a décidé de modifier le logiciel de simulation des réseaux et a mis en œuvre un nouveau plan de tension sur le réseau HTA. Ce plan correspond notamment à l'augmentation de la tension en sortie des postes sources (passant de 20 000 V à 20 800 V) et des postes de distribution publique. Cette augmentation de tension permet selon le concessionnaire et selon un calcul purement théorique de remonter la tension chez les usagers et donc de réduire le nombre des usagers qui étaient alimentés avec moins de

207 V. Selon les nouvelles hypothèses du logiciel de simulation d'ERDF, le nombre d'usagers mal alimentés dans le département aurait été réduit en 2013 de plus de 80% par rapport à 2009.

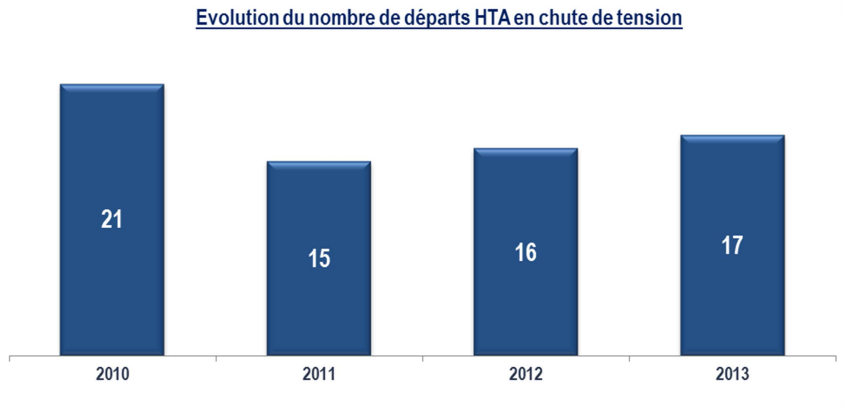
Le SDEC Energie regrette vivement ne pas avoir été associé à la démarche et émet des réserves quant à l'adéquation entre le modèle de calcul théorique et la réalité du terrain.

En tenant compte de ces critères et des réclamations, le nombre d'usagers mal alimentés est estimé à 1 237 à fin 2013.

Lors du contrôle, le SDEC Energie a souhaité s'assurer du réglage de la tension des postes de transformation réellement effectuée sur le terrain tel que le logiciel le prévoit, le concessionnaire a refusé de communiquer ces renseignements. Ce refus s'ajoute au fait qu'ERDF a restreint l'information qu'il transmettait au SDEC Energie. En effet, il ne communique plus les données d'identification des départs BT par un code de référence (code GDO) permettant de localiser les usagers mal alimentés.

4.1.2. Les chutes de tension HTA :

Le cahier des charges de concession prévoit que, sur le réseau HTA, les variations de tension ne doivent pas dépasser 5% de la valeur contractuelle, au-delà de ce pourcentage, le réseau HTA est considéré en chute de tension.



Le territoire de la concession est alimenté par 327 départs HTA (sans compter les départs de secours mais en comptant les départs production). 17 d'entre eux (soit 5%) présentent des chutes de tension supérieures à 5%. Comme l'a reconnu le concessionnaire lors de la mission de contrôle, la proportion de départs HTA en chute de tension indiquée en page 78 du CRAC (9,8%) est erronée.

Après une forte augmentation en 2008 et 2009, ce nombre a diminué pour revenir au niveau de celui observé en 2005 et 2006. Cependant, le SDEC ENERGIE demande au concessionnaire de supprimer les chutes de tension sur ces 17 départs HTA afin de les rendre conformes aux dispositions du cahier des charges de concession.

1 départ HTA sur les 17 ayant subi des chutes de tension en 2013 a fait l'objet de travaux. La prévision des travaux pour les autres départs s'échelonne de 2014 à 2017, avec une concentration plus particulière en 2016. L'étude et/ou la planification des projets pour 5 départs reste à finaliser.

A la suite des observations du concédant concernant un départ HTA, le concessionnaire a identifié un axe d'amélioration : le délai de mise à jour des informations dans les bases du concessionnaire à la suite de la réalisation de travaux.

Sur les 17 départs, 7 sont en chutes de tension depuis plus de 5 ans.

4.1.3. Les chutes de tension uniquement dues au réseau BT :

Chutes de tension BT (>=10%)		2009	2010	2011	2012	2013
Zone rurale	Nombre d'usagers	1 504	880	736	694	577
	Nombre de départ	322	212	209	190	165
Zone urbaine	Nombre d'usagers	715	510	343	273	206
	Nombre de départ	68	57	46	45	35
Ensemble de la concession	Nombre d'usagers	2 219	1 390	1 079	967	783
	Nombre de départ	390	269	255	235	200
Evolution N/N-1 du nb d'usagers concernés		-2%	-37%	-22%	-10%	-19%

Le nombre des usagers qui subiraient des chutes de tension dues uniquement au réseau BT a diminué de façon théorique de 82% entre 2009 et 2013 du fait du nouveau plan de tension mis en place par ERDF.

Sur les 27 136 départs BT qui alimentent la concession, 0,8% alimentent au moins un usager mal alimenté. ERDF ne communique plus l'identification des départs ce qui ne permet plus la localisation des usagers mal alimentés.

4.2. LA CONTINUITE DE FOURNITURE

La continuité de fourniture perçue par l'usager s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit par an.

La continuité d'alimentation électrique se mesure pour un usager au cours d'une année par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 mn),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 mn),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour chacun de ces critères, une valeur de référence est définie. Au-delà de cette valeur, un usager est considéré comme « mal alimenté ».

Les perturbations provoquées par ces coupures portent :

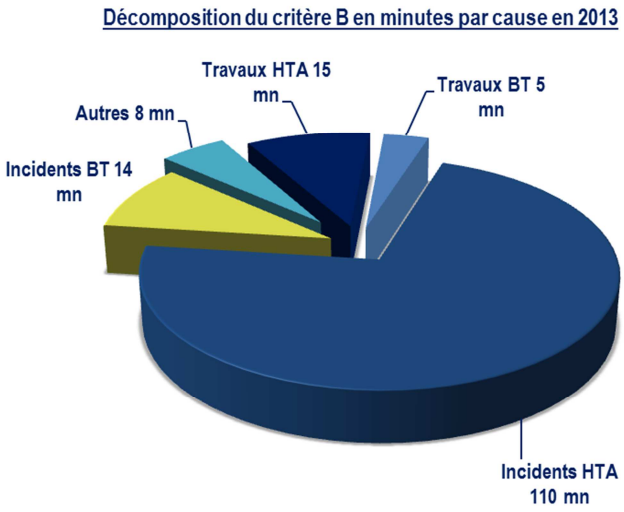
- pour les coupures très brèves, sur le fonctionnement des appareils électriques,
- pour les coupures brèves et longues, sur le confort de l'usager et la productivité des entreprises.

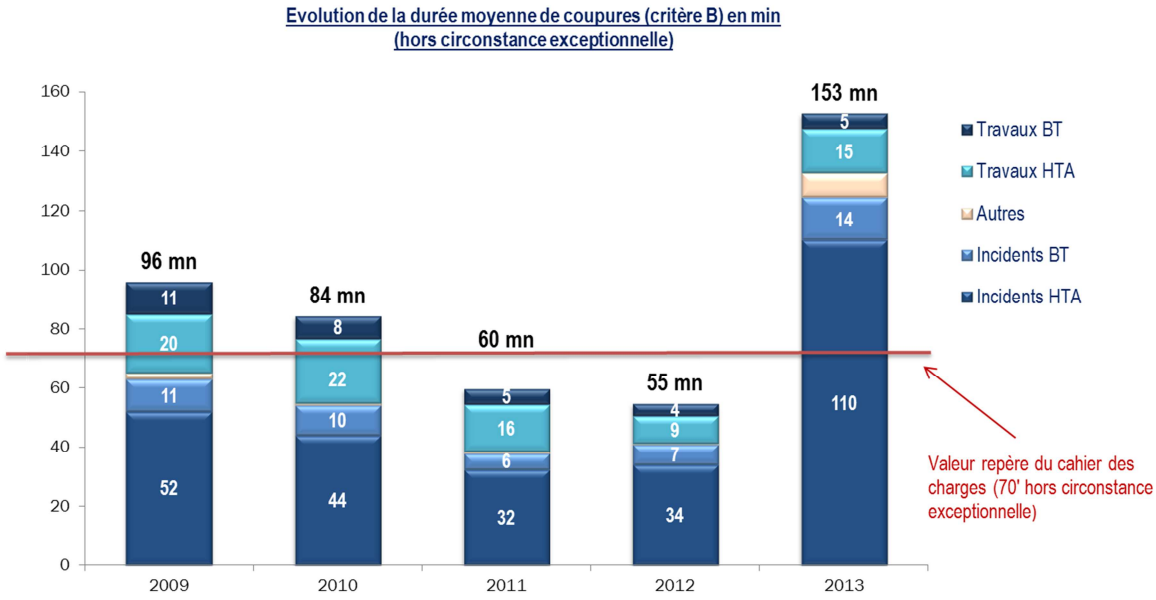
Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau transport et au réseau HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont aussi bien dues au réseau HTA que BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour des travaux, soit par des incidents.

4.2.1. Le critère B

Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le critère B. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers de la concession. Le cahier des charges de concession prescrit que ce critère ne doit pas dépasser 70 minutes.





Plusieurs critères B sont présentés dans les rapports de contrôle :

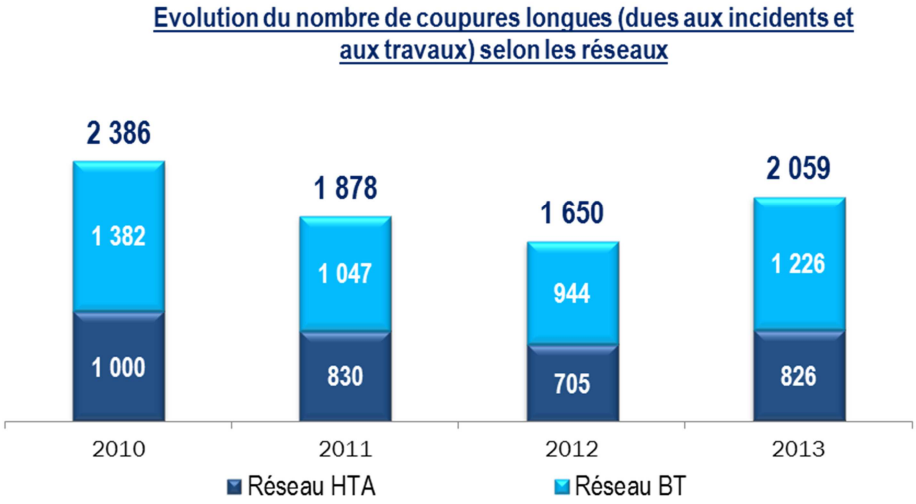
- le critère B toutes causes confondues (TCC), c'est-à-dire comprenant les coupures liées aux incidents climatiques exceptionnels ;
- le critère B toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (HIX), c'est-à-dire comprenant les coupures hors celles liées aux incidents climatiques exceptionnels. Celui-ci est décomposé à la maille concessive par grande catégorie de cause (RTE, incidents, travaux).

Après une diminution constante entre 2009 et 2012, le critère B a fortement augmenté en 2013 (x3 par rapport à 2012). Le concessionnaire explique cet état de fait par 4 phénomènes climatiques importants, mais non classés comme évènements exceptionnels, qui ont touchés principalement le réseau HTA (les incidents HTA représentent 70% des 152,6 mn de coupure).

On constate donc que ce réseau est sensible aux phénomènes climatiques particuliers dont la fréquence tend à augmenter.

Dans le cadre du compte rendu annuel 2013, le concessionnaire a refusé, comme en 2012, de communiquer les informations relatives au critère B à la maille communale. Le concessionnaire a également refusé de transmettre les éléments permettant le calcul des différents éléments permettant de calculer les différentes composantes du critère B à la maille de la concession.

4.2.2. Les coupures longues (incidents et travaux)



Après avoir observé une diminution du nombre de coupures longues de 2009 à 2012, on constate une augmentation de 25% en 2013 par rapport à 2012. Sur les 2 059 coupures longues déclarées par le concessionnaire, 60% concernent le réseau BT.

Les incidents sont la cause de 43% du total des coupures longues du réseau HTA, le reste étant dû aux travaux.

A l'inverse, les incidents sur le réseau BT constituent 70% du total des coupures longues constatées. Le SDEC ENERGIE a signé une convention avec ERDF afin de limiter le nombre de coupures pour travaux. En effet, lorsque leur nombre d'usagers coupés multiplié par le temps de coupure devient trop important, ERDF demande la mise en oeuvre de mesures de maintien d'alimentation (groupes électrogènes par exemple).

Jusqu'en décembre 2014, le cahier des charges stipule qu'aucun usager ne doit subir plus de 7 coupures longues.

En 2013, 34 départs HTA ont subit plus de 7 coupures longues (contre 27 en 2012). Les coupures sur ces départs ont concerné un ensemble de 129 380 usagers. En ce qui concerne le réseau BT, 82 postes de transformation ont été touchés par plus de 7 coupures longues, soit 3 017 usagers cumulés.

Au total, ERDF déclare que 858 usagers ont subi plus de 7 coupures longues en 2013. Au total, ERDF déclare que 3 132 usagers ont subi plus de 6 coupures longues en 2013. Le concédant demande au concessionnaire de prendre les dispositions nécessaires pour respecter son engagement relatif aux coupures longues et ainsi améliorer la qualité de fourniture, en particulier sur les 5 départs qui ont présentés plus 7 coupures longues en 2012 et 2013.

4.2.3. Les coupures brèves et très brèves sur le réseau HTA

	2010	2011	2012	2013
Nombres de coupures brèves	221	328	340	**640**
Nombre de coupures très brèves	419	1 006	652	**1 325**

Le cahier des charges de concession stipule qu'aucun usager ne doit subir plus de 32 coupures brèves ou plus 70 coupures très brèves.

On observe en 2013 une très forte augmentation des coupures brèves et très brèves provenant du réseau HTA : le nombre de ces coupures a doublé entre 2012 et 2013 (+88% de coupures brèves et +103% de coupures très brèves). Le nombre de ces coupures est très variable d'une année à l'autre.

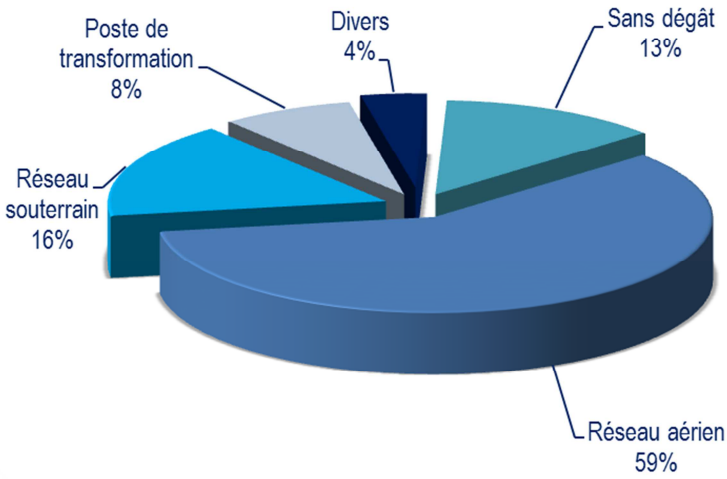
Malgré la très forte augmentation de ces types de coupures, ces critères sont respectés sur la concession du Calvados.

4.3. LES COUPURES SUR LE RESEAU HTA DUES AUX INCIDENTS

4.3.1. Le sièges et causes des incidents HTA

SIEGE DES INCIDENTS	2010	2011	2012	2013
Réseau aérien	142	133	168	**214**
Réseau souterrain	74	70	87	**60**
Poste de transformation	72	61	64	**28**
Divers	47	11	9	**14**
Sans dégât	50	42	42	**47**
Total	385	317	370	363

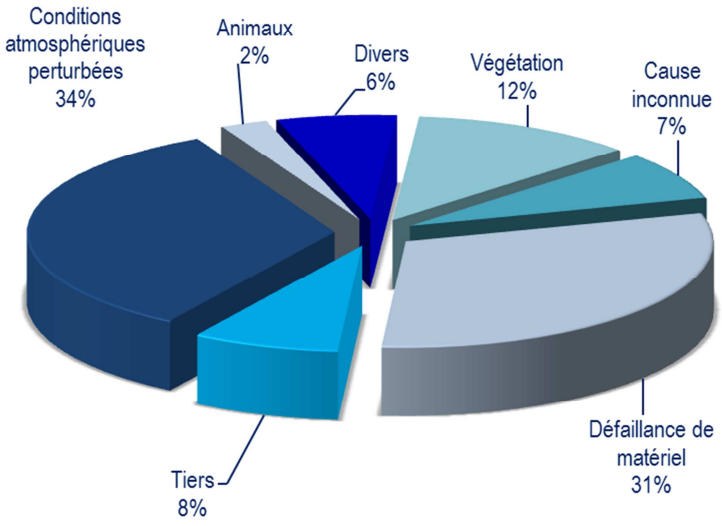
Les 363 incidents HTA en 2013 selon leurs sièges



Après une baisse en 2011, le nombre des incidents sur le réseau HTA en 2013 reste stable par rapport à 2012. Le réseau aérien, qui représente 60% de l'ensemble du réseau HTA, concentre 59% des incidents survenus sur le réseau HTA.

CAUSE DES INCIDENTS	2010	2011	2012	2013
Végétation	16	23	21	**43**
Cause inconnue	122	96	79	**27**
Défaillance de matériel	96	110	159	**111**
Tiers	35	43	48	**28**
Conditions atmosphériques perturbées	43	12	24	**122**
Animaux	7	6	7	**9**
Divers	66	27	32	**23**
Total	385	317	370	363

Les 363 incidents HTA en 2013 selon leurs causes

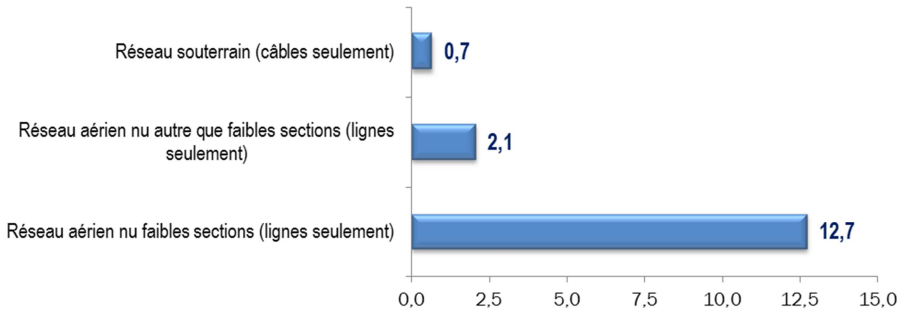


En 2013, du fait des perturbations climatiques observées, deux causes d'incident sont en très forte progression sur le réseau HTA : la végétation et les conditions atmosphériques perturbées. Ces deux causes expliquent près de la moitié des incidents survenus. Cela démontre à nouveau la forte sensibilité du réseau HTA, majoritairement construit en aérien, aux mauvaises conditions climatiques et aux aléas qui les accompagnent tel que, notamment, la chute de branches. La nécessité d'établir un programme d'élagage régulier et efficace est une fois de plus justifiée.

De 2008 à 2012, le SDEC Energie a constaté une progression importante des incidents liés à la défaillance de matériel depuis plusieurs années. Le concessionnaire explique cela par une dégradation de la rigueur dans la saisie. Un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents a été engagé auprès du personnel concerné fin 2012, ainsi qu'une modification des libellés des causes d'incident. Le nombre d'incidents HTA ayant pour cause une ""défaillance de matériel"" a diminué entre 2012 et 2013 pour retrouver son niveau de 2011. Il reste cependant deux fois plus élevé qu'en 2008. L'action menée par le concessionnaire semble avoir un effet qui reste cependant limité. Le concédant sera attentif à l'évolution de cet item en 2014.

4.3.2. Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA

Taux d'incident pour 100 km de réseau HTA en 2013



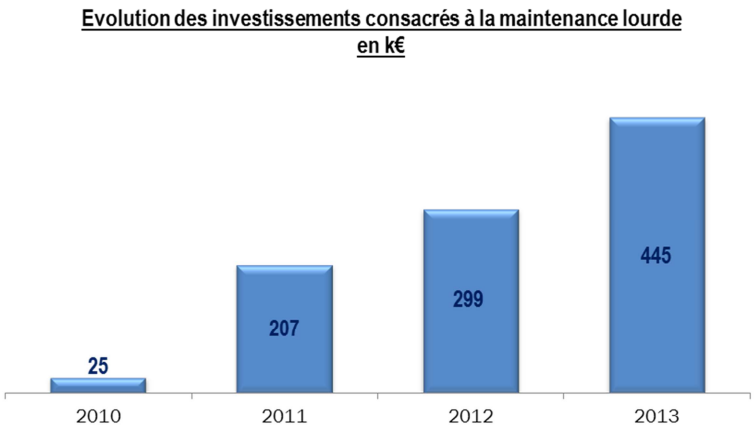
Les taux d'incident pour 100 km de réseau HTA aérien nu (de faible section et autre) ont considérablement augmenté entre les dernières données disponibles et 2013. Dans le même temps, le taux d'incident pour 100 km de réseau souterrain a fortement diminué.

Le taux d'incident du réseau HTA aérien nu de faible section est 6 fois supérieur à celui des autres réseaux aériens nus HTA. Le SDEC Energie constate ce phénomène depuis de nombreuses années. Ce type de réseau reste le plus fragile : il engendre le plus de problème de qualité de d'alimentation

électrique. Le réseau de faible section HTA est aussi le plus ancien, avec un âge moyen de plus de 54 ans, contre 24 ans pour l'ensemble du réseau aérien.

4.3.3. La maintenance lourde sur le réseau HTA

La maintenance lourde correspond à des travaux d'entretien sur les accessoires du réseau HTA aérien (œillets, isolateurs…) pour conserver la fiabilité du réseau sans pour autant le renouveler.



Les dépenses liées à la maintenance lourde réalisée par ERDF sont en forte augmentation depuis 2011. Le concessionnaire ne semble pas avoir une planification dans le temps de ce type d'investissement.

Le concessionnaire refuse de préciser si ces dépenses de maintenance lourde consistent uniquement en la mise en œuvre du programme nommé PDV ""Prolongation de Durée de Vie"". Le concessionnaire a précisé que ce programme consiste à réaliser des diagnostics complets de départs de plus de 25 ans présentant une usure prématurée (attaches, œillets), en se basant sur une étude théorique et une visite sur site. Ensuite un chiffrage des opérations à réaliser est établi et une décision d'investissement est prise.

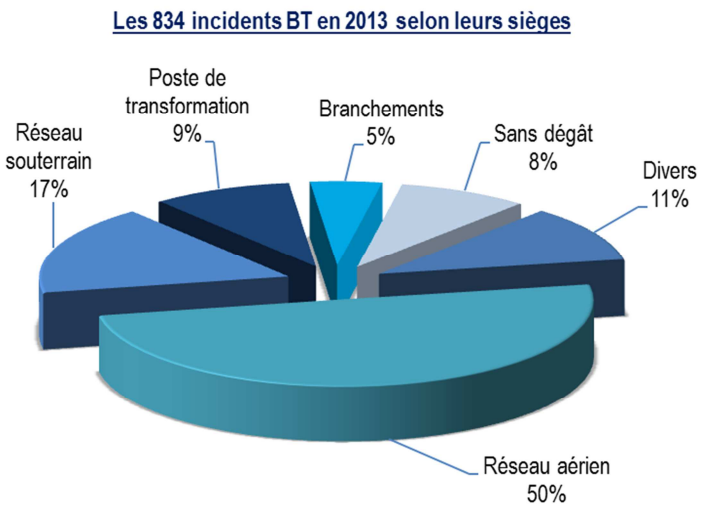
Une fois les travaux de mise en conformité réalisés, la durée de vie de l'installation est alors prolongée sur les plans technique et comptable.

Le concessionnaire indique avoir mené, en 2013, des actions PDV sur près de 27 km répartis sur 6 départs, contre 15 km sur 2 départs en 2012. Cependant, il refuse de transmettre les études détaillées sur lesquelles il s'appuie pour justifier la prolongation de la durée de vie des ouvrages, ainsi que la liste détaillée des opérations réalisées en 2012 et 2013.

4.4. LES COUPURES LONGUES DUES AUX INCIDENTS SUR LE RESEAU BT

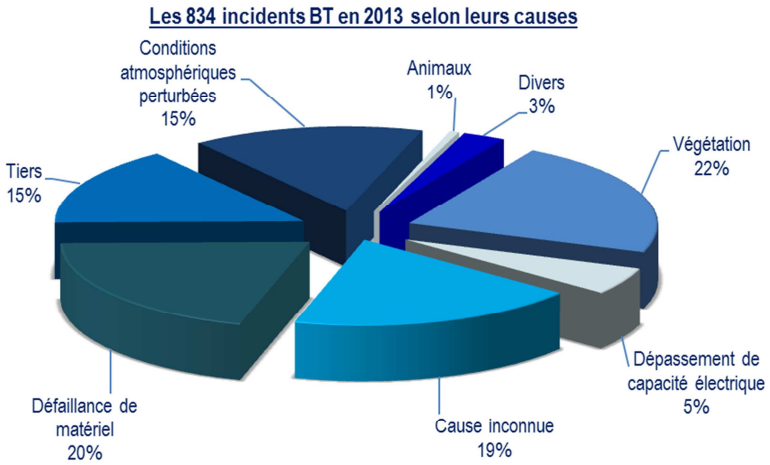
4.4.1. Les sièges et causes des incidents BT

SIEGE DES INCIDENTS	2010	2011	2012	2013
Réseau aérien	279	232	304	**415**
Réseau souterrain	179	163	116	**143**
Poste de transformation	98	61	59	**76**
Branchements	37	38	61	**39**
Sans dégât	205	118	80	**71**
Divers	/	/	27	**90**
Total	**798**	**612**	**647**	**834**



Le nombre des incidents survenus sur le réseau BT a augmenté de 29% en 2013 pour arriver à un total de 834. Ce chiffre est le plus important, depuis que ce critère est suivi. 50% de ces incidents sont localisés sur le réseau aérien, contre 17 % pour le réseau souterrain.

CAUSE DES INCIDENTS	2010	2011	2012	2013
Végétation	121	104	97	**185**
Dépassement de capacité électrique	127	19	53	**43**
Cause inconnue	173	148	156	**157**
Défaillance de matériel	126	152	134	**169**
Tiers	129	104	107	**126**
Conditions atmosphériques perturbées	42	18	46	**126**
Animaux	9	17	5	**5**
Divers	71	50	49	**23**
Total	**798**	**612**	**647**	**834**



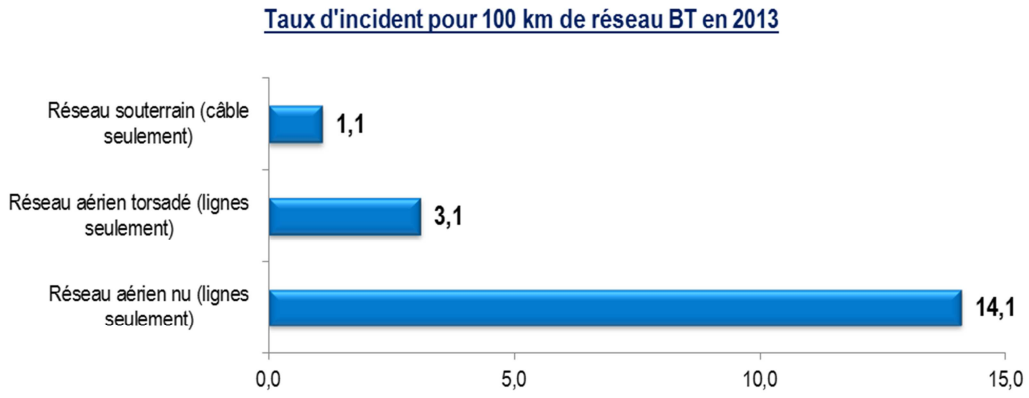
Le nombre d'incidents BT recensés comme étant dus à une ""défaillance de matériel"" ne cesse de croître depuis 2006. De même que pour le réseau HTA, le concessionnaire explique cela par une

dégradation de la rigueur dans la saisie. Un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents a été engagé auprès du personnel concerné fin 2012, ainsi qu'une modification des libellés des causes d'incident. Le nombre d'incidents BT ayant pour cause une ""défaillance de matériel"" a continué d'augmenter entre 2012 et 2013 (+26%). L'action menée par le concessionnaire ne semble pas efficace en 2013. Le concédant sera attentif à son l'évolution en 2014.

Les incidents de causes inconnues restent très élevés et par définition, peu analysables."

Depuis 2009 et à nouveau en 2014, le concessionnaire ERDF, à l'appui de son « guide national des réponses au contrôle », refuse de communiquer les données relatives à la qualité de fourniture à la maille de la commune (fournies jusqu'en 2008).

4.4.2. Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT



En 2013, le réseau basse tension en fil nu subit 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien en torsadé et 13 fois plus d'incidents que le réseau souterrain. Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC Energie s'est engagé à résorber, en 2020, le réseau BT en fils nus pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage. Un effort équivalent est demandé à ERDF, maître d'ouvrage pour les communes urbaines.

4.5. LE LINEAIRE DE VEGETATION ELAGUEE AUX ABORDS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

		2010	2011	2012	2013
HTA	Linéaire en km	1 910	1 730	1 486	**1 703**
	Montant en k€	229	894	434	**411**
BT	Linéaire en km	910	71	1 375	**621**
	Montant en k€	155	37	459	**151**
TOTAL	Linéaire en km	2 820	1 801	2 861	**2 324**
	Montant en k€	384	931	893	**562**

Contrairement au linéaire d'arbres élagués en HTA qui augmente de plus de 200 km en 2013, le linéaire élagué en BT diminue de moitié par rapport à 2012. Ceci est la traduction de la politique menée par ERDF qui établit des programmes d'élagage uniquement pour le réseau HTA. Les interventions sur le réseau BT ne se font qu'à la demande. Le SDEC Energie approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA. Il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce qu'a refusé le concessionnaire. En revanche, le SDEC Energie déplore l'absence de programme concernant le réseau BT, alors que 22% des incidents observés sur le réseau BT est dû à un problème de végétation.

4.6. LE BILAN DE LA PARTIE QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE

Point positif	La prise en compte d'une observation du concédant par l'identification d'un axe d'amélioration (délai de mise à jour des bases de données à la suite de travaux, ex : départ Crocy du PS Vaston)

Points à améliorer	Réduire le critère B qui dépasse l'objectif fixé au cahier des charges.
	Etablir un programme de travaux pour les 17 départs HTA en chute de tension.
	Transmettre le programme d'élagage aux abords du réseau HTA et BT.

Communication d'informations défaillantes notamment sur :	
Points négatifs	Le programme « prolongation de durée de vie » des ouvrages HTA.
	La décomposition du critère B à la maille communale (demande récurrente)
	Les codes de références associés aux départs HTA et BT, empêchant le suivi de leurs performances dans le temps et la localisation des UMA (demande récurrente)
Ce manque de transparence nuit au contrôle réalisé sur la concession du Calvados	

5. LES DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

L'audit comptable a été réalisé en collaboration avec le cabinet d'expertise KLOPFER.

Le SDEC Energie a rencontré des difficultés dans la mise en œuvre de la mission de contrôle comptable 2014 en raison de la non communication d'informations sollicitées ou la transmission d'informations tardives de la part d'ERDF.

5.1. LE PATRIMOINE

5.1.1. L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition

La valeur brute correspond au financement d'origine du patrimoine non réévalué.

	Valeur brute d'actif en k€	Évolution N/N-1 en %
2010	890 493	4,9
2011	929 315	4,4
2012	971 582	4,5
2013	1 011 788	4,1

Au 31/12/2013, les immobilisations de la concession sont évaluées à 1 011 788 K€. La valeur brute est en croissance continue : +4,1% en 2012, +4,5%/an en moyenne depuis 2005. Cette croissance est liée au développement du réseau et au renouvellement d'ouvrages, le simple maintien en état du patrimoine impliquant une croissance de la valeur brute.

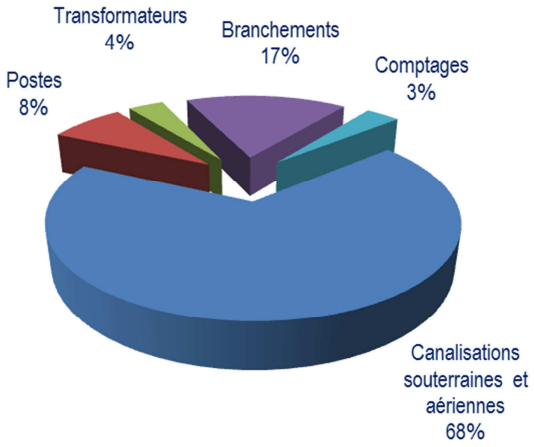
Cette valeur est néanmoins à manier avec précaution, car malgré les demandes récurrentes du concédant, le concessionnaire n'a pas fourni au concédant un inventaire exhaustif des biens de la concession (biens de retour, biens de reprise et biens propres).

Les immobilisations sont scindés en deux catégories, les biens dits ""localisés"" sur le territoire de la concession (canalisations aériennes, souterraines, postes ...) et les biens dits ""non localisés"", c'est à dire enregistrés sur un territoire plus large que la concession (transformateurs, branchements, matériel de comptage). La valeur de ces biens est calculée de matière forfaitaire. Suivant ce mode de calcul, les biens non localisés à la maille de la concession représenteraient 24% de la valeur brute des ouvrages (245 538 K€), soit près d'1/4 des immobilisations de la concession.

Cette simplification des procédures par ERDF altère fortement la connaissance, du patrimoine de la concession, de son évolution, de son vieillissement, du financement du renouvellement des ouvrages et des droits du concédant.

Si le concessionnaire a précisé qu'à partir de 2012, les dépenses relatives à la construction de nouveaux branchements suite à une extension du réseau seront affectées directement à la concession et au prorata des factures de raccordement pour les raccordements sans extension de réseau, cette évolution n'a pu être constatée lors du contrôle.

Répartition de la valeur brute des ouvrages 2013



La valeur brute des ouvrages localisés augmente de 3,9% (4% pour les canalisations et 2,4% pour les postes de transformation).
Concernant les ouvrages non localisés la valeur brute progresse de 4,8% (6,1% pour les branchements et 2,3% pour les transformateurs).

5.1.2. La valorisation des ouvrages

Valorisation ERDF	Nombre de dossiers	Coût réel financé par le SDEC Energie en €	Montant valorisé par ERDF en €	Ecart
2010	390	19 091 989	17 392 269	-8,9%
2011	312	13 371 951	13 725 735	2,6%
2012	460	20 690 798	20 771 408	0,4%
2013	299	13 055 345	12 611 787	-3,4%

En application du cahier des charges de concessions, le SDEC ENERGIE, maître d'ouvrage, réalise chaque année des travaux enrichissant le patrimoine de la concession.

A la suite de la remise de ces ouvrages à ERDF, Le concessionnaire les mets en concession on au coût réel de ces prestations financées par le SDEC Energie mais les valorisent selon un barème propre au concessionnaire. De 1996 à 2009, cette sous-évaluation est estimée à 30,1M€.

Pour limiter cet écart, une convention a été signée entre le SDEC Energie et ERDF le 6 avril 2010. Depuis sa mise en place effective, en juin 2010, l'écart entre la valeur réelle des biens remis et leur valorisation a été nettement réduit.

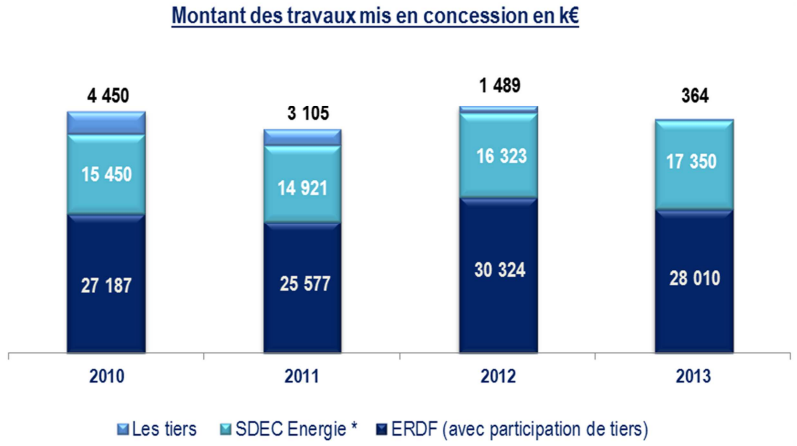
Cependant en 2013, cet écart s'est à nouveau légèrement dégradé ERDF ayant valorisé les travaux réalisés par le concédant, à hauteur de 12 612 K€, pour un coût de travaux de 13 052 K€, soit un écart de -3.4 %. Ce résultat ponctuel ne remet pas en cause l'amélioration constatée depuis 2010. Il n'en reste pas moins que depuis 1996, la sous-évaluation des biens remis par le concédant est estimée à 32,6 millions d'euros à fin 2013. Des accords devront être trouvés pour résoudre cet arriéré.

La traçabilité des travaux remis par le concédant dans les fichiers de mise en concession et d'inventaire s'est améliorée. Si certains écarts perdurent entre les montants valorisés et les montants mis en concession, ces écarts pourraient s'expliquer par un décalage temporel entre la valorisation et l'enregistrement en comptabilité et la comptabilisation spécifique des biens non localisés.

5.1.3. Le montant des travaux mis en concession

Montant des travaux mis en concession en k€ par	2010	2011	2012	2013
ERDF	27 187	25 557	30 324	**28 010**
dont participation de tiers	3 617	1 374	2 054	**1 798**
SDEC Energie (*)	15 450	14 921	16 323	**17 350**
Les tiers	4 450	3 105	1 489	**364**
Total	**47 087**	**43 602**	**48 136**	**45 724**

(*) Selon ERDF



En 2013, on note un ralentissement du volume de travaux mis en concession (-5%). Néanmoins, pour ce qui concerne les travaux réalisés par le SDEC ENERGIE ce volume progresse de 6 % tandis que pour ce qui concerne les travaux réalisés par ERDF ce montant diminue de 8%.

Dans son compte rendu annuel d'activité, ERDF indique un investissement sur la concession de 36 941 k€. Ce montant tient compte de 2 418k€ de travaux sur les postes sources qui ne font pas partie de la concession. Ce montant d'investissement est supérieur au montant des investissements réalisés par ERDF et mis en concession en 2013 (20 556 K€) soit 60% par rapport aux investissements 2013 (hors investissements sur postes sources). Cet écart pourrait s'expliquer compte tenu d'une part de la comptabilisation particulière des biens non localisés et d'autre part du fait que certains ouvrages sont immobilisés sur les années qui suivent l'année de leur mise en service.

Comme, le relevait le concédant en 2012, le volume de travaux mis en concession doit être considéré avec circonspection, car de nombreuses régularisations d'années antérieures y figurent une nouvelle fois. Par ailleurs, si les travaux sont réalisés majoritairement par ERDF (61% du volume total), cette vision est limitée aux flux de trésorerie immédiats, dont une partie est issue notamment de l'utilisation des provisions pour renouvellement et d'amortissements du concédant. ERDF n'identifiant pas l'origine de ces financements, les considère comme un financement du concessionnaire ce qui semble contestable.

5.1.4. L'analyse du patrimoine

En k€	Valeur brute d'actif	Amortissement dépréciation	Valeur nette	Provision renouvellement	Valeur de renouvellement
2010	890 493	336 083	554 410	91 271	1 212 377
2011	929 315	356 014	573 301	89 851	1 269 590
2012	971 582	375 443	596 139	79 776	1 330 409
2013	1 011 788	396 428	615 360	75 811	1 374 217
Evolution 2013/2012	4,1%	5,6%	3,2%	-5,0%	3,3%

Au 31/12/2013, les immobilisations en service de la concession sont évaluées à :

- 1 011 788 K€ de valeur brute comptable,
- 615 360 K€ de valeur nette comptable,
- 1 374 217 K€ de valeur de remplacement.

Cette année le concessionnaire ayant à nouveau refusé de communiquer le montant des amortissements, le SDEC ENERGIE estime le cumul des amortissements à 396 428 K€. Le taux d'amortissement continue de dériver de manière continue : de 34,6% en 2005 à 39,2% en 2013. C'est là un indicateur objectif de vieillissement du patrimoine.

En 2013, le stock des provisions pour renouvellement diminue de 5% pour s'établir à 75 811 K€. Ce recul est lié pour moitié aux reprises de provisions constituées sur les biens non localisés (branchement) arrivés en fin de durée d'amortissement et retirés de l'inventaire.

Comme les années précédentes, le concessionnaire relève que le concessionnaire constitue des provisions de renouvellement pour une partie seulement des biens concédés (contrairement aux dispositions du cahier des charges). Il rappelle que le stock de provision a fortement décru les années précédentes, cette diminution étant liée à l'allongement de leur durée de vie et à la mise en œuvre de la gestion probabiliste des provisions pour renouvellement.
L'audit mené par le SDEC Energie révèle à nouveau l'opacité liée aux variations de stock de provisions pour renouvellement. En effet, le concessionnaire refuse de transmettre au concédant, malgré des demandes répétées :

- La variation du stock des provisions pour renouvellement par origine de variation (stock, dotation annuelle, transfert en droit du concédant à l'occasion de renouvellement, reprise en résultat).
- Les études complètes qui ont fondé son choix d'allonger les durées d'amortissement de certains ouvrages ainsi que celles qui ont présidé à la mise en place d'une gestion probabiliste de la provision pour renouvellement et leurs impacts financiers (communication des tables détaillées de probabilités de retrait des différentes catégories d'ouvrage en fonction de leur âge).
- Le montant des provisions pour renouvellement à hauteur de 20% de la valeur des biens ruraux à la maille nationale.

Compte-tenu de ce constat, le SDEC Energie a eu recours à la commission nationale de conciliation qui a constaté l'existence du désaccord entre les parties. Le concédant et le concessionnaire ont souhaité traiter ce différent dans le cadre du renouvellement du contrat les liant suite à la conclusion de l'accord de méthode en date du 17 avril 2014.

5.2. LE DROIT DU CONCEDANT

Le compte "droit du concédant" correspondra en fin de concession à la valeur des biens remis "gratuitement" à l'autorité concédante.

En 2005, le concessionnaire a modifié les règles comptables et revient aux traitements comptables des immobilisations en vigueur en 1998 ; il n'est donc pas possible de comparer l'évolution des postes constituant le droit du concédant pour les années antérieures à 2005.

Droit du concédant en k€	2010	2011	2012	2013	Evolution 2013/2012
Droits en nature	554 411	573 302	596 196	615 387	4%
Créance en espèce vis à vis du concédant	-234 842	-245 705	-258 698	-267 854	5%
Dette en espèces vis à vis du concédant	115 377	122 831	129 931	137 411	6%
Total des droits du concédant	**434 946**	**450 428**	**467 429**	**484 944**	4%

Droits en nature :
Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession.

Créance en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant :
La créance correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

La dette en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant :
La dette en espèces correspond à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire sur le financement des ouvrages par le concédant.
Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire.

Le droit du concédant est la fraction des immobilisations nettes déjà payées par les usagers ou les collectivités. Il est inscrit au passif du bilan d'ERDF.

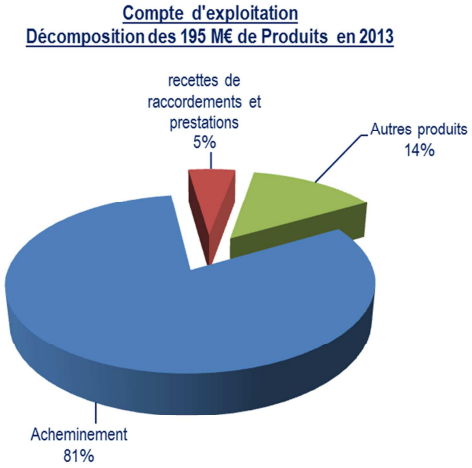
Le concédant révèle à nouveau que les droits du concédant sont très peu détaillés par le concessionnaire. Ainsi, le concédant malgré plusieurs demandes ne dispose toujours pas de la ventilation des droits du concédant selon l'origine des droits (apports de la collectivité, utilisation de provisions…ni d'une ventilation bien par bien.
ERDF se dit dans l'incapacité de fournir ce détail notamment au motif que les amortissements de financement du concédant et les utilisations de provisions ne peuvent être distingués. Il est à noter enfin, que les droits du concédant sont sous-évalués pour les motifs suivants :

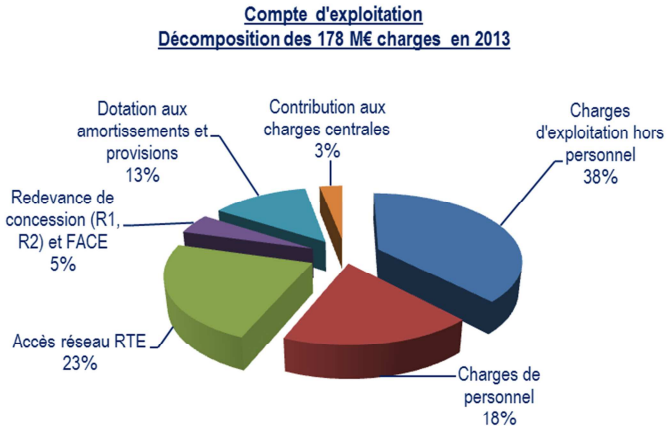
- ERDF ne constate pas les amortissements de travaux dont le syndicat a été le maitre d'ouvrage,
- ERDF n'intègre pas les contributions aux raccordements qu'il réalise dans les droits du concédant,
- ERDF minore les provisions pour renouvellement.

5.3. LE COMPTE D'EXPLOITATION

Produit en k€	2010	2011	2012	2013	Evolution 2013/2012
Acheminement	141 263	137 234	150 391	**156 490**	4,1%
Recettes de raccordement et prestations	5 930	7 183	9 049	**9 776**	8,0%
Autres produits	21 395	25 491	25 550	**26 650**	4,3%
Total des produits avant la contribution à l'équilibre	**168 588**	**169 908**	**184 990**	**192 916**	**4,3%**
Contribution d'équilibre	0	2 619	1 212	**2 066**	
Total des produits	**168 588**	**172 527**	**186 202**	**194 982**	

Charge en k€	2010	2011	2012	2013	Evolution 2013/2012
Charges d'exploitation hors personnel	63 499	62 879	63 092	67 395	6,8%
Charges de personnel	29 727	28 771	31 171	32 603	4,6%
Accès réseau RTE	37 109	36 277	39 036	41 006	5,0%
Redevance de concession (R1, R2) et FACE	7 336	8 005	7 661	8 385	9,5%
Dotation aux amortissements et provisions	22 388	21 544	23 364	22 997	-1,6%
Contribution aux charges centrales	-	4 883	5 178	5 384	4,0%
Total des charges avant la contribution à l'équilibre	**160 059**	**162 359**	**169 503**	**177 770**	**4,9%**
Contribution à l'équilibre	5 676	0	0	**0**	
Total des charges	**165 735**	**162 359**	**169 503**	**177 770**	





Le compte de produits et de charges fait apparaître une somme de produits de 194 M€. L'exercice 2013 se caractérise par une augmentation des recettes d'acheminement (4.1%) en raison de l'évolution des consommations et un accroissement des recettes de raccordement (8%). Ces dernières n'étant pas gérées à la maille de la concession, leur évolution est moins signifiante.

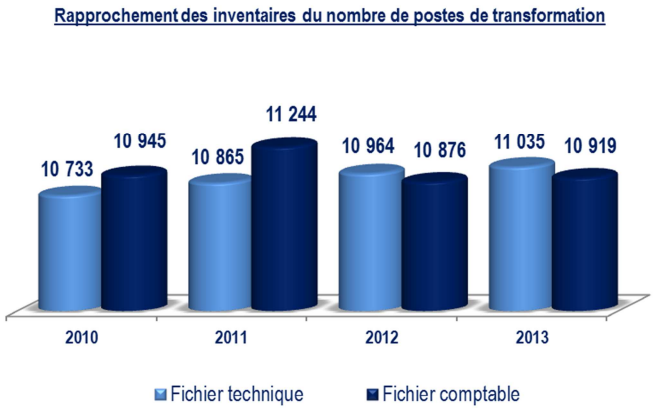
Les charges augmentent de 4,9% entre 2013 et 2012, il est à noter une hausse de la redevance de concession et du FACE de 9.5%. Comme les années précédentes, le SDEC rappelle que ces éléments sont à apprécier avec beaucoup de circonspection car les comptes sont peu lisibles, insuffisants et impropres à une compréhension minimale de la réalité économique de la concession, en effet :

- ce compte de produits et de charges ne retrace pas les éléments financiers et exceptionnels,
- 57% des charges sont globalisées,
- 87.7% des charges sont des charges non natives de la concession mais réparties à l'aide de clefs de répartition,
- les évolutions comptables les plus marquantes ne sont pas explicitées,
- le mécanisme de la contribution à la péréquation nationale ôte toute valeur explicative de résultat, valeur déjà bien amoindrie par l'importance des charges affectées.

Le concédant note cependant, que le concessionnaire a affiné la méthode de comptabilisation des recettes de raccordement. Si ces produits ne sont pas affectés directement à la concession, pour autant la donnée revêt désormais une signification locale.

5.4. LE RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES

ERDF enregistre les ouvrages de la concession dans deux fichiers indépendants, l'un technique et l'autre comptable. On constate en 2013 un écart de linéaire de réseau entre les données techniques par rapport aux éléments comptables de -0,6% pour la BT et de -1,9% pour la HTA.



Concernant les postes de transformation l'écart entre les fichiers techniques par rapport aux comptables serait de 1,1% en 2013, néanmoins en raison de la suppression des éléments fournis jusqu'en 2011, il n'est pas possible au SDEC Energie de confirmer cette donnée.

5.5. LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

Points positifs	La réduction des écarts de la sous valorisation des ouvrages réalisés par le SDEC Energie.
	L'amélioration de la traçabilité des affaires valorisées dans les comptes de la concession.

Points à améliorer	La traçabilité des investissements réalisés par le concédant en fonction des différents fichiers et données communiqués.
	Les informations relatives aux clés de répartition du compte d'exploitation doivent être complétées.

Points négatifs	La limitation à 20% des provisions pour renouvellement des biens ruraux.
	Le non amortissement des biens financés par le SDEC Energie.
	L'absence d'informations sur l'origine de financement des biens engendrant une surestimation des investissements net d'ERDF.
	L'opacité de gestion de la provision pour renouvellement.
	La non-transmission des études sur le rallongement de la durée de vie des ouvrages BT aérien et des transformateurs, et celles relatives à la gestion probabiliste des provisions.
	L'absence d'information sur la variation du droit du concédant.
	L'absence de communication d'un compte de résultat à la maille de la concession pour la distribution.