

Rapport
2012
Au titre de l'année
2011

Rapport de contrôle de la concession de distribution publique d'électricité



Le mot du Président

L'article L 2224-31 du CGCT précise que l'autorité concédante doit contrôler la mission de service public qui incombe au concessionnaire (EDF et ERDF) chargé d'exploiter le réseau de distribution publique d'électricité. Tout n'est pas contrôlable. Le SIEM est propriétaire de ses réseaux mais il n'intervient pas sur le prix de la fourniture et de la distribution de l'énergie. Ces éléments sont fixés nationalement et péréqués pour que chacun, où qu'il soit, paye un tarif unique.

Néanmoins, le SIEM s'assure que les intérêts des usagers comme ceux des collectivités locales soient préservés. Nous sommes à l'écoute de tous les marnais pour les problèmes qu'ils rencontrent avec le concessionnaire. Pourtant les réclamations reçues au SIEM sont rares. La méconnaissance du rôle du SIEM dans ce domaine explique en partie le peu de revendication des usagers. Mais cette rareté est aussi le résultat du travail sur le terrain, auprès des usagers, de personnes soucieuses du service public tant au SIEM que chez ERDF.

Cependant, ces bons points ne peuvent cacher les problèmes qui s'amoncellent au-dessus du contrat de concession. Ces soucis sont essentiellement financiers et provoqués par les décisions de la direction nationale d'ERDF. Il y avait déjà eu le cas de la « Part Couvert par le Tarif » dite PCT, créée pour apporter une aide financière aux autorités concédantes. Elle s'est révélée être surtout un avantage pour le concessionnaire. Depuis la signature de ce protocole, chaque extension réalisée par le SIEM appauvrit son patrimoine et à l'opposé enrichit celui d'ERDF.

Maintenant la décision unilatérale d'allonger les durées de vies des réseaux aériens torsadés, sous couvert d'une analyse technique, permet à ERDF de transférer vers ses résultats exceptionnels des sommes payées par l'utilisateur et destinées, à l'origine à renouveler les vieux ouvrages. Et pourtant, les réseaux qui veulent devenir intelligents, auraient eu bien besoin de cet argent...

Chaque décision d'ERDF semble n'avoir qu'un but, réduire la place de l'autorité concédante dans le contrat de concession malgré le cahier des charges de concession qui définit les droits et devoirs de chacun.

De plus, quelques problèmes locaux empoisonnent les rapports SIEM-ERDF comme l'immobilisation comptable des câbles HTA ou l'enregistrement dans les fichiers du concessionnaire des travaux du SIEM.

Mais, indépendamment du contrôle de concession qui est une mission obligatoire et nécessaire à la sauvegarde des intérêts des adhérents du syndicat, le SIEM et ERDF travaillent ensemble chaque jour à l'amélioration de la qualité de la fourniture d'électricité par la résolution des problèmes au quotidien et par la programmation pluriannuelle des travaux pour la sécurisation et le renforcement des réseaux et au final pour le bien être de l'utilisateur.

J'espère qu'il en sera toujours ainsi, mais je souhaite aussi pieusement, et peut être même naïvement, que les contrariétés mentionnées ci-dessus ne viendront pas détruire le travail et la confiance entre ERDF et nous.

Le Président du SIEM
Pascal DESAUTELS

PREAMBULE

La mission de contrôle de concession ?

L'article L 2224-31 du Code Général des Collectivités Locales (CGCT) énonce :

« Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. ».

Propriétaire des réseaux de distribution, le SIEM est l'autorité concédante de la distribution publique et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente pour le département de la MARNE. Le syndicat a délégué la gestion de ce service public à EDF, opérateur historique et concessionnaire imposé de la distribution et de la fourniture d'électricité. L'article 13 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative aux services publics de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, a transféré à ERDF, filiale d'EDF, les droits et obligations relatifs à la mission de distribution d'électricité.

Le cahier des charges de concession, signé le 27 mai 1993 par le SIEM et ERDF, fixe les conditions et règles d'utilisation du réseau électrique. En contrepartie de cette utilisation, ERDF verse une redevance au SIEM et se rémunère auprès des abonnés (TURPE – Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité).

Dans le cadre de ce contrat, EDF et ERDF doivent accomplir les missions de service public. Celles-ci sont pour ERDF notamment, l'acheminement, la distribution de l'électricité, l'entretien et le renouvellement du réseau pour permettre la continuité et la qualité de fourniture de l'énergie distribuée. Les missions d'EDF relèvent de la fourniture pour les tarifs réglementés de vente (TRV) mais aussi de la solidarité nationale et de la lutte contre l'exclusion notamment par la prévention.

A ces impératifs, s'ajoute pour le concessionnaire, l'obligation légale de fournir au SIEM, un Compte Rendu d'Activité (CRAC) lui permettant d'effectuer la mission de contrôle dévolue par la loi aux autorités concédantes. Les données transmises doivent être significatives pour permettre au syndicat d'avoir une image fidèle de sa concession comme le stipule le cahier des charges de concession « *Le compte-rendu annuel comprendra la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significatives,...* ».

SOMMAIRE

I - LES CHIFFRES DE LA CONCESSION

1 – La concession	P.	8
2 – Le concessionnaire	P.	9
3 – Le Compte Rendu d'Activité (CRAC)	P.	11

II - LE PATRIMOINE DE LA CONCESSION

1 – L'infrastructure électrique	P.	16
2 – Le réseau HTA	P.	17
3 – Les postes de transformation HTA/BT	P.	18
4 – Le réseau BT	P.	20
5 – La fiabilité des données ERDF	P.	21

III - LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

1 – L'évolution des ouvrages	P.	22
2 – L'entretien des ouvrages	P.	23

IV - LA QUALITE DE FOURNITURE

1 – Le critère B	P.	24
2 – Le réseau HTA	P.	26
3 – Le réseau BT	P.	35
4 – Les contraintes électriques	P.	42
5 – Le décret qualité	P.	47

LES USAGERS DE LA CONCESSION

1 – Le nombre d’usagers	P.	48
2 – Les tarifs réglementés	P.	48
3 – La satisfaction des clients	P.	49
4 – Les usagers en difficulté	P.	49

LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – La comptabilité des immobilisations en concession	P.	50
2 – La valeur du patrimoine	P.	52
3 – Le financement du patrimoine	P.	53
4 – Le droit du concédant et la fin de concession	P.	54

ANNEXES	P.	57
----------------	----	----

I – LES CHIFFRES DE LA CONCESSION

1.1. La concession

Les 620 communes du département de la MARNE ont délégué leur compétence en matière de distribution électrique au Syndicat Intercommunal d'Énergies de la MARNE (SIEM). Le contrat signé le 27 mai 1993 entre le SIEM et EDF a une durée de 30 ans.

Les fichiers transmis par le concessionnaire conformément à l'article L 2224-31 du CGCT sont incomplets. Les données relatives à la commune de CUISLES manquent ou plus exactement elles sont amalgamées aux biens de la commune de CHATILLON. Ces deux communes avaient fusionnées avant que CUISLES ne redevienne une commune à part entière en 2006.

1.1.1. Type d'adhésion au syndicat

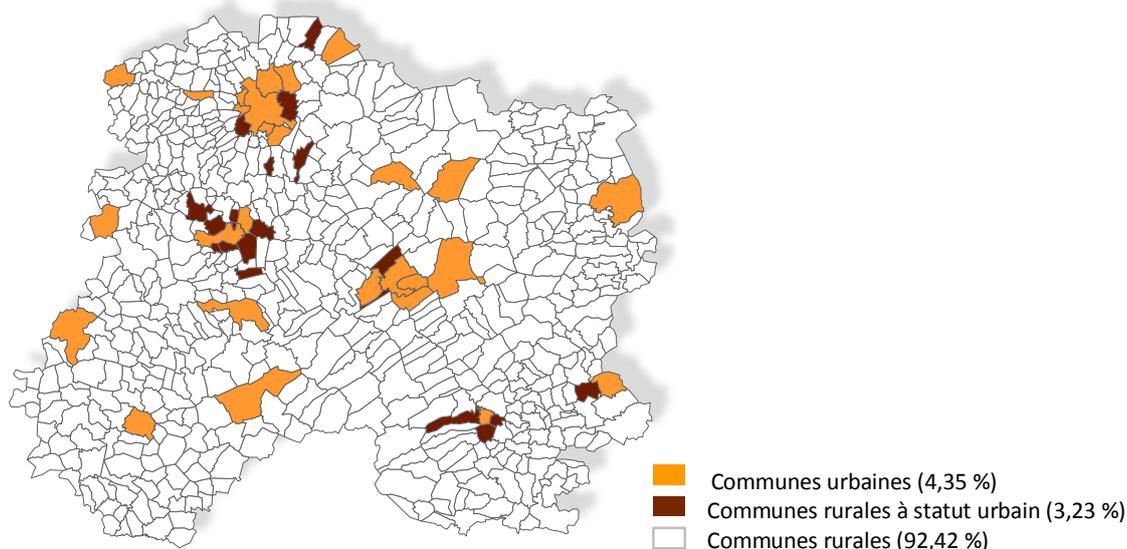
- ❖ 580 communes individuellement,
- ❖ 40 communes regroupées dans 5 communautés de communes,

1.1.2. Le statut des communes de la MARNE

Au sens de l'INSEE, les communes sont dites rurales ou urbaines selon leur nombre d'habitants, supérieur ou inférieur à 2000. En matière d'électricité, les communes sont définies en zone d'électrification rurale ou urbaine selon la circulaire interministérielle du 22 avril 1971 qui précise que les communes d'électrification rurale (ER) sont celles qui ne comportent aucune agglomération d'au moins 2000 habitants et ne font pas partie d'une agglomération multicommunale d'au moins 5 000 habitants.

Les communes rurales/urbaines au sens de la distribution publique d'électricité au 31 décembre 2011 :

- ✓ 573 communes rurales,
- ✓ 47 communes urbaines dont 20 communes rurales au sens de l'INSEE.



1.1.3. La population de la concession

La population marnaise s'élève à 580 402 habitants (recensement de la population 2009), répartie, au sens de la distribution publique d'électricité, en :

- ✓ 394 413 habitants urbains,
- ✓ 185 989 habitants ruraux.

1.2. Le concessionnaire

EDF et ERDF se partagent le rôle de concessionnaire. Ils ont chacun une mission de service public à remplir. Pour cela, ils emploient sur la concession environ 750 personnes réparties :

- EDF : 300 personnes,
- ERDF : 450 personnes, dont l'agence de raccordement électrique de la Champagne-Ardenne, basée à REIMS.

1.2.1. EDF

Concessionnaire historique, la S.A. EDF est depuis les lois de libéralisation du marché de l'énergie, chargée de la fourniture et de la commercialisation de l'électricité.

1.2.1.1. Sa mission

EDF fournit de l'électricité. Elle apporte conseils, aides et informations à ses clients pour la gestion de leurs contrats, le règlement de leur facture et la maîtrise de leur consommation électrique.

En outre, le concessionnaire a aussi pour mission la solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion par la prévention.

1.2.1.2. Ses moyens

EDF a développé ses relations de proximité avec ses clients. S'appuyant sur le développement des nouvelles technologies et sur l'évolution des comportements (60 % des foyers ont aujourd'hui une connexion à internet), le concessionnaire propose un dispositif multicanal ; d'une part, internet ou la téléphonie mobile dont une application sur smartphone ou site mobile et d'autre part, le téléphone et les accueils physiques où il est possible de souscrire son contrat de fourniture d'électricité via internet dans leur espace client.

Le Compte Rendu d'ACTivité (CRAC) 2011 du concessionnaire, comme les précédents, reprend surtout les données nationales, voire à la « région EDF EST¹ » et un peu perdues, quelques données à la maille de la concession.

Dans l'organisation du concessionnaire, la concession SIEM est comprise dans la Direction Commerciale Régionale d'EDF en région Est.

EDF dans la MARNE

Les Centres Relation Client (CRC) de REIMS et CHALONS EN CHAMPAGNE,
Les boutiques de REIMS et de CHALONS EN CHAMPAGNE,
Les points Poste d'EPERNAY, SEZANNE et VITRY LE FRANCOIS,

Il y a également 138 "Convention Cash Compte" dans 138 Bureaux de poste de la Marne. Ces conventions permettent aux clients d'effectuer les paiements en espèces de leurs factures d'électricité au guichet des bureaux de poste. Ces paiements sont sans frais pour les clients, la poste refacture directement les frais à EDF.

Et plus généralement,

Un **pôle projet**, spécifiquement dédié aux travaux dans l'habitation,

Une agence en ligne sur Internet : www.edf.fr, à partir de laquelle chaque type de client peut accéder à l'espace qui le concerne.

Et pour sa mission de solidarité :

Un pôle Solidarité Régional, basé à REIMS, qui accompagne au quotidien les travailleurs sociaux des communes et du Conseil Général dans la gestion des dossiers des clients en difficulté et dans des opérations de Maîtrise de la Demande en Energie.

¹ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine

1.2.2. ERDF

Né de la volonté du législateur de séparer les activités de fourniture et de distribution² de l'électricité, ERDF, filiale à 100 % d'EDF, a repris la mission de distribution de l'énergie qui incombait à la signature du contrat à l'opérateur historique.

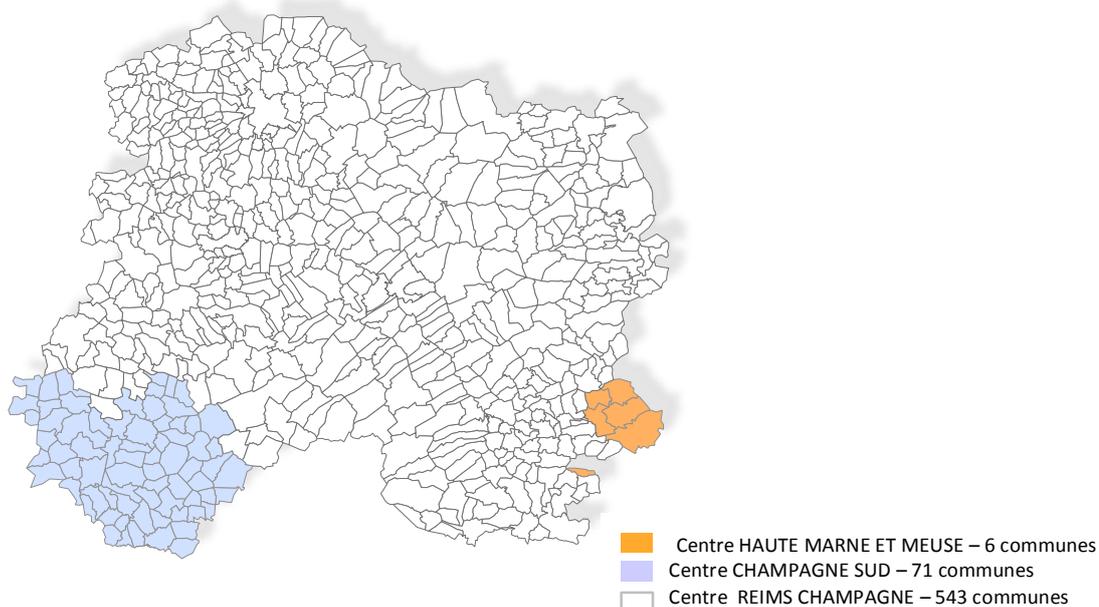
Ainsi, ERDF assure, dans le cadre du cahier des charges de concession, l'exploitation du réseau public de distribution concédé par le SIEM sur son territoire. Pour cela, il définit et met en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux. Le concessionnaire garantit à chaque usager, quel que soit son fournisseur, un accès transparent, non discriminatoire aux réseaux et une confidentialité des informations commercialement sensibles. De plus, ERDF a l'obligation d'entretenir et de renouveler le réseau concédé pour distribuer une qualité de fourniture.

ERDF est l'interlocuteur privilégié du SIEM pour les travaux puisque le cahier des charges de concession prévoit une répartition des travaux sur le réseau entre le SIEM et son concessionnaire. Par ailleurs, ERDF est aussi le responsable de l'enregistrement technique et financier des ouvrages du patrimoine concédé.

De plus, le SIEM interpelle ERDF et EDF pour des problèmes rencontrés par les usagers de la concession.

1.2.2.1. Les travaux et la gestion des services

Le SIEM partage avec ERDF la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution. Trois centres ERDF interviennent sur la concession



ERDF n'a aucun accueil physique sur la concession. Les clients, pour contacter le concessionnaire, ont à leur disposition, internet, www.erfdistribution.fr ou le téléphone. Des interlocuteurs privilégiés (IP) interviennent auprès des collectivités locales.

L'Accueil Raccordement Electricité (ARE) traite les demandes de raccordement au réseau électrique des clients particuliers ou des fournisseurs d'électricité et l'AREPROD, celles des installations de production.

Un accueil « Dépannage Electricité » est joignable 24h sur 24, 7 jours sur 7..

² Article 111-61 du code de l'énergie

1.3. Le Compte Rendu d'Activité (CRAC) –

L'article L 2224-31 du CGCT expose que « chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celles-ci. ».

Le concessionnaire doit notamment communiquer chaque année, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés.

L'article 32 du cahier des charges de concession précise que le compte rendu d'activité du concessionnaire doit contenir des informations relatives aux réseaux, aux travaux neufs, à l'exploitation du réseau dont les incidents, les quantités livrées et les recettes correspondantes ainsi que les consommations des clients aux tarifs réglementés. Doivent aussi figurer sur ce document, des indications sur le degré de satisfaction des usagers et des données financières sur la concession, charges et produits d'exploitation, comptabilité du patrimoine concédés dont l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages concédés.



Le concessionnaire doit présenter, à l'autorité concédante, ce compte rendu dans un délai de six mois suivant l'exercice considéré. Le CRAC 2011 a été présenté dans les temps à l'autorité concédante.

Le compte rendu d'activité du concessionnaire est le premier élément de la mission de contrôle de l'autorité concédante. L'exemplaire marnais est un modèle national dans lequel sont ajoutées les données chiffrées pour la concession. Données qui malheureusement ne sont pas souvent à la maille de la concession mais à une maille régionale ou nationale réparties par concession au prorata de clés dont la pertinence n'apparaît pas toujours et qui ne permettent pas au SIEM d'avoir une image fidèle notamment financière de sa concession.

1.3.1. Les divergences

L'évolution de la concession est d'autant moins évidente à suivre que les données transmises pour comparaison, de l'année 2010, dans le CRAC 2011 sont différentes des chiffres énoncés dans le précédent CRAC qui retraçait l'année 2010 notamment pour les usagers et les charges et produits d'exploitation.

Les usagers au 31 décembre 2010

DONNEES 2010	clients régulés		clients dérégulés	TOTAL
	BLEU (C5)	JAUNE (C4)		
CRAC 2010	273 158	3 342	28 562	305 062
CRAC 2011	273 158	3 342	28 890	305 390
ECART	0	0	-328	-328

Ce sont les usagers aux tarifs dérégulés qui ont évolués (0,11 %).

Dans les données financières d'exploitation, les charges 2010 ont aussi bougé dans le CRAC 2011. Elles ont baissé de 1 097 €. Malgré tous ces changements, le résultat total³ pour 2010 reste inchangé à 2 514 k€ !

³ Le résultat total = (total des produits – total des charges, y compris la contribution de/à l'équilibre)

1.3.2. Les éléments financiers d'exploitation

Dans le cadre de son compte rendu d'activité, le concessionnaire transmet chaque année les produits et les charges d'exploitation relatifs à l'acheminement d'énergie pour la concession. Ce sont les seules données que le SIEM reçoit d'ERDF sur l'état financier de la concession. Les recettes reposent essentiellement sur la distribution d'énergie dont le tarif est fixé nationalement sur le principe de la péréquation tarifaire qui permet à tout usager de payer le même prix d'accès au réseau quel que soit l'endroit où il se trouve.

Le cahier des charges de concession précise dans son article 32 que « *Le compte-rendu annuel comprendra la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significative...* ». Au final, quelques chiffres sont à la maille de la concession, c'est-à-dire qu'ils correspondent aux sommes réellement engagées ou reçues pour la concession. Les autres données sont des données nationales ou régionales soumises à des clés de répartition comme le nombre de clients ou les kWh facturés d'une concession.

ERDF précise dans son compte rendu d'activité que l'enregistrement à des territoires supérieurs à ceux de la concession est dû à *certaines activités plus spécifiques qui sont exercées sur des périmètres supérieurs à la concession et les charges et les produits sont ventilés grâce à une clé conventionnelle*. Cette présentation ne permet pas d'avoir une image financière significative de la concession, ni ne permet d'effectuer un réel contrôle de la concession.

Comme précisé ci-avant, les données 2010 ont été modifiées. Celles utilisées, pour comparaison, dans ce rapport sont celles transmises dans le CRAC 2011.

Résultat d'exploitation (en k€)	2009	2010	2011
Recettes d'acheminement	114615	124 240	120 547
- Accès réseau amont	37345	39 690	37 926
= Marge d'acheminement	77 270	84 550	82 621
Recettes de raccordements et prestations	4037	5 361	6 759
Autres recettes	3375	3 219	3 368
Production stockée et immobilisée	13245	15 782	12 005
Reprise sur amortissements et provisions	6164	3 120	5 511
Autres produits divers	896	906	894
Total des produits	142 332	152 628	149 084
Autres consommations externes	46087	47 941	42 561
Contribution au Facé	2768	2 539	2 825
Impôts et taxes,	2589	2 733	3 006
Charges de personnel	21422	19 600	20 192
Autres charges	3889	4 159	3 242
Redevance de concession	4735	4 095	4 295
Dotations aux amortissements DP	11262	13 127	13 971
Dotations aux provisions DP	4688	5 091	3 185
Autres dotations d'exploitation	7386	6 337	7 519
Charges centrales		4 159	3 971
Total des charges	142 171	149 471	142 693
Contribution à l'équilibre	1841	645	-2 572
Résultat	-1 680	2 512	8 963

Les quelques éléments enregistrés à la maille de la concession sont :

- ✓ Pour les produits :
 - les recettes d'acheminement,
 - les prestations, qui sont les produits des services et interventions facturés aux clients,
 - la production stockée et immobilisée, qui recouvre les immobilisations du concessionnaire
- ✓ Pour les charges :
 - la redevance de concession,
 - les dotations aux amortissements,
 - les dotations aux provisions.

Il est difficile de comprendre que les services et les interventions facturés aux clients sont quantifiables par concession mais pas les branchements. De même, la production stockée et immobilisée, les dotations aux amortissements et aux provisions sont à la maille du SIEM mais pas les reprises sur amortissements et provisions. Est-il si difficile de déterminer par concession les reprises des amortissements et des provisions ? Sachant qu'il n'y a que deux cas de figure pour ces reprises. Lors d'un renouvellement de l'ouvrage par le concessionnaire, cette provision devient financement de l'autorité concédante. Dans tous les autres cas, abandon de l'ouvrage, travaux effectués par l'autorité concédante ou inutilité de la provision dans le cas d'un renouvellement moins onéreux, etc... le concessionnaire reprend les provisions pour les mettre dans ses résultats exceptionnels.

Sur les 19 données transmises, 11 ne sont pas à la maille de la concession. Elles sont des données nationales ou répertoriées au centre ERDF, réparties par syndicat suivant des clés de répartition, tels que les kWh facturés ou au prorata du nombre de clients.

Les charges centrales, nouvelles charges, sont la somme de différentes natures de charges constatées au niveau des services centraux d'ERDF. Chacune de ces charges est ventilée suivant les modes de répartition, essentiellement des charges de personnel.

Analyse des comptes d'exploitation

La part la plus importante des produits de la concession revient logiquement à l'activité première du concessionnaire, l'acheminement, soit 80,86 %. Il comprend les clients aux tarifs réglementés, les clients ayant exercé leur éligibilité, ainsi qu'une partie des recettes de dépassement de puissance souscrite (tarif jaune) et de consommation d'énergie réactive. Ces recettes sont, logiquement, transmises à la maille de la concession.

Il est à noter une baisse de ces recettes d'acheminement en 2011 de 2,98 % essentiellement due aux clients aux tarifs bleu. Parallèlement à cette baisse, l'accès au réseau en amont a, logiquement lui aussi, diminué de 2,08 %.

Résultat d'exploitation (en k€)	2007	2008	2009	2010	2011
Recettes d'acheminement	108 876	115 511	114615	124 240	120 547
- Accès réseau amont	35 670	36 224	37345	39 690	37 926
= Marge d'acheminement	73 206	79 287	77 270	84 550	82 621

Le fonds d'amortissement des charges électriques (FACE)

Contribution des distributeurs d'électricité à l'électrification rurale, le FACE est redistribué aux autorités concédantes suivant certaines règles pour les travaux en zone rurale. Il est à noter que sur les cinq dernières années, le département a plus contribué au FACE qu'il n'en a reçu de subventions.

Résultat d'exploitation (en k€)	2007	2008	2009	2010	2011
Contribution au Facé	2 708	2 829	2768	2 539	2 825
Subvention du FACE	1 233	1 358	1 572	1 614	1 632

Le résultat financier de l'exercice 2011

Le principe de péréquation tarifaire, c'est-à-dire un prix d'acheminement unique sur tout le territoire amène des écarts financiers entre les concessions. Certaines, notamment les concessions urbaines dont la densité de population est plus élevée, sont plus rentables que d'autres où l'habitat est plus isolé et les conditions de desserte de l'énergie plus difficiles. Pour remédier à ce problème et équilibrer ses comptes au niveau national, ERDF a instauré une contribution d'équilibre où les concessions urbaines financent les concessions rurales.

Le résultat d'exploitation est l'écart entre les charges et les produits. Pour chaque concession, ERDF établit une contribution à l'équilibre « national ». Celle-ci correspond à la quote part du résultat d'exploitation d'ERDF, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Cette contribution est positive ou négative suivant que la concession est excédentaire ou déficitaire.

Résultat d'exploitation (en k€)	2009	2010	2011
Total des produits	142 332	152 628	149 084
Total des charges	142 171	149 471	142 693
Résultat d'exploitation de la concession	161	3 157	6 391
Contribution à l'équilibre	-1 841	-645	2 572
Résultat total d'exploitation	-1 680	2 512	8 963

Pour 2011, le résultat d'exploitation de la concession avant contribution s'élève à 6 391 k€. Avec la contribution d'équilibre, il est de 8 963 k€.

Ce résultat dépend beaucoup des clés de répartition choisies pour les charges et les produits. Il est indissociable des résultats nationaux d'ERDF par la quote part du résultat d'exploitation d'ERDF dans la contribution. C'est ainsi que lorsque les données nationales sont positives, les résultats des concessions le sont aussi. Mais lorsque ces données sont négatives, comme en 2009, alors les résultats d'exploitation des concessions le furent également.

Pour toutes ces raisons, le résultat d'exploitation est plus théorique que réel. Il ne permet pas au SIEM d'évaluer précisément la situation financière de sa concession.

Il est à noter, que contrairement à ce qui avait été dit ou écrit auparavant, ERDF dans le différend⁴ qui l'oppose au SIPPAREC, Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Electricité et les REseaux de Communications, ne conteste pas posséder la capacité matérielle de produire des données correspondant « à la maille de la concession ».

Alors, si cela est possible pour le SIPPAREC, pourquoi pas pour le SIEM ?

⁴ Arrêt du 25/03/2013 de la Cour Administrative d'appel de Paris (affaire 10PA04611)

1.3.2.L'allongement de la durée de vie des réseaux torsadés basse tension

Par ailleurs, c'est dans le CRAC que l'autorité concédante a pris connaissance de la décision d'ERDF de modifier la durée de vie des câbles torsadés basse tension (aussi appelé CPA – Câbles Pré-Assemblés). Celle-ci est passée de 40 à 50 ans. Cette décision unilatérale du concessionnaire remet en cause l'équilibre initial du contrat au désavantage du SIEM, de ses collectivités adhérentes et des usagers.

La durée de vie représente la période pendant laquelle le bien a une utilisation optimale. D'un point de vue comptable, ce laps de temps est utilisé pour amortir et provisionner ce bien, c'est-à-dire reconstituer sa valeur financière et pourvoir à une augmentation éventuelle de son coût. Les provisions du patrimoine concédé sont inscrites dans le cahier des charges de concession (CCC) et payées par l'utilisateur⁵ à travers le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).



L'article 10 du CCC précise « ... En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. ». La loi du 9 août 2004 et son article 36⁶ ont ramenés cette obligation aux seuls ouvrages renouvelables avant la fin de concession. Malgré cet article du CCC, ERDF ne provisionne que les biens urbains de la concession (ouvrages des communes urbaines, transformateurs, branchement BT et réseaux HTA de toutes les communes...)

Pendant la durée du contrat, les provisions sont donc utilisées par ERDF pour les travaux de renouvellement des ouvrages de la concession. Elles sont considérées comme un financement de l'autorité concédante puisqu'elles sont financées par l'utilisateur. Les provisions non utilisées au terme de la concession doivent revenir au SIEM suivant l'article 31 du cahier des charges de concession afin de lui permettre d'entretenir son réseau de distribution publique. Avec cet accroissement d'années, la durée de vie de plusieurs linéaires torsadés basse tension va dépasser la fin de la concession ce qui a pour conséquence de gommer immédiatement près de 2 500 K€ de provisions déjà constituées⁷. De plus, ERDF précise dans ce CRAC que des études techniques sur l'allongement des durées de vie se poursuivront dans les années à venir sur les autres catégories d'ouvrages. Une décision extrême d'ERDF, c'est-à-dire l'augmentation de 10 ans de toutes les durées de vie, entraînerait pour le SIEM, la perte de 32 000 k€ de provisions sur les 76 000 k€ enregistrées au titre des données 2011. Ces provisions perdues pour les ouvrages dans ces allongements des durées de vie vont directement dans les résultats exceptionnels d'ERDF.

C'est ainsi que plusieurs millions d'euros n'iront pas dans les travaux sur le réseau, lésant tout autant l'utilisateur qui a payé ces provisions que l'autorité concédante, qui se sent flouée par cette décision. Car, comme un effet papillon, celle-ci aura pour conséquences lors des calculs de « fin de concession », qu'ERDF reste ou pas concessionnaire, de baisser la valeur des biens financés par le SIEM (cumul des amortissements plus faible) et d'augmenter celle des ouvrages financés par le concessionnaire (valeur nette des ouvrages plus élevée).

Outre sa mission de contrôle du service public, le SIEM défend les intérêts de ses communes adhérentes et de leurs administrés. Ainsi, le comité syndical, réuni le 17 décembre 2012, a pris une motion contestant cette décision unilatérale d'ERDF qui sous couvert d'une analyse technique modifie profondément l'économie initiale du contrôle (voir annexe 1). Cette motion a été transmise à tous les protagonistes de l'énergie dont Madame Michèle BELLON⁸, Présidente du directoire d'ERDF.

Il est à noter que suite à cette motion, Monsieur Bernard DAPOGNY, Directeur Territorial d'ERDF MARNE est venu au SIEM expliquer en février 2013 aux membres du bureau du syndicat ce changement de durée de vie des ouvrages. Il a précisé malgré les protestations des délégués que des modifications allaient se poursuivre. En 2012, les transformateurs ont fait l'objet d'une analyse technique par ERDF.

⁵ Arrêt du Conseil d'Etat du 28 novembre 2012

⁶ Devenu en 2011, l'article L 322-5 du code de l'énergie

⁷ Chiffres arrêtés au 31 décembre 2011

⁸ Lettre de réponse de Mme BELLON et analyse de celle-ci par le SIEM en annexe 2 et 3

II – LE PATRIMOINE DE LA CONCESSION

2.1. L'infrastructure électrique

Le réseau électrique français est l'ensemble des infrastructures (production, transport et distribution) qui achemine l'énergie électrique des usines de production vers le consommateur final d'électricité. Le réseau de transport est à très haute tension, de 63 000 à 400 000 volt. Il a une structure maillée qui permet le transit de très grandes quantités d'énergie sur de grandes distances avec le minimum de pertes. Ce réseau garantit une sécurité d'alimentation pour tous et une solidarité entre les régions et les états voisins. Il dessert en énergie les grands consommateurs industriels (tarif vert) et les réseaux de distribution.

L'électricité passe du réseau de transport aux réseaux de distribution par les postes sources.

2.1.1. Les postes sources

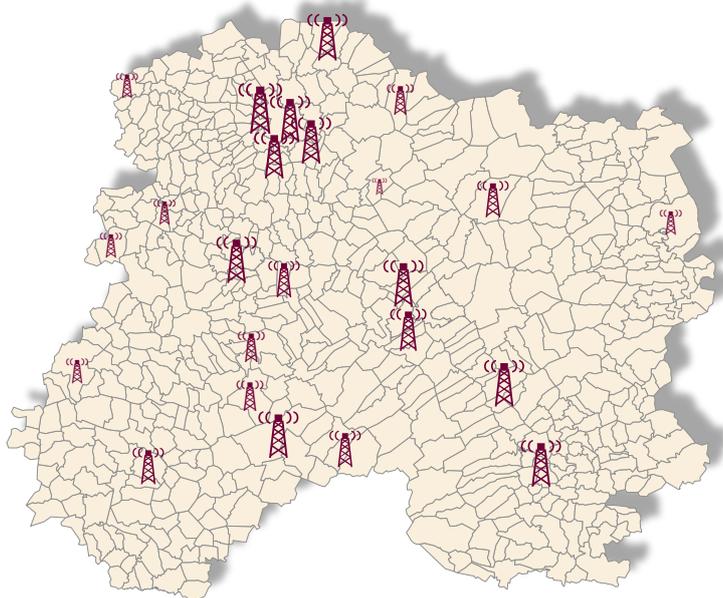
Les postes sources sont des ouvrages électriques qui appartiennent au concessionnaire. Ils abaissent la très haute tension en haute tension (15 000 à 20 000 volts) qui alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

Ils sont au nombre de 33 dont 8 situés hors du département de la MARNE.



Poste source de RECY

Les postes sources dans la MARNE



2.1.2. Evolution des postes sources en 2011

Commune	Nom du Poste	DONNEES 2010		DONNEES 2011	
		Puissance installée en Kva	Nombre de transfo	Puissance installée en Kva	Nombre de transfo
VAL DES MARAIS	AULNAY	72 000	2	56 000	2
OIRY	OIRY	56 000	2	72 000	2
PONTFAVERGER	PTFAV	72 000	2	56 000	2
SAINT BRICE	SSBR5	212 000	6	336 000	7

2.2. Les réseaux Haute Tension de type A (HTA)

C'est à la sortie des postes sources que commence le patrimoine du SIEM et la mission de service public pour le concessionnaire ERDF.

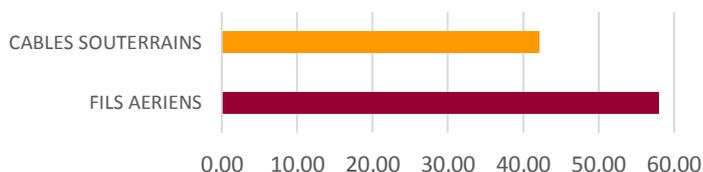
2.2.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ERDF)

La concession est desservie par 6 070,20 km de réseaux HTA décomposés comme suit :

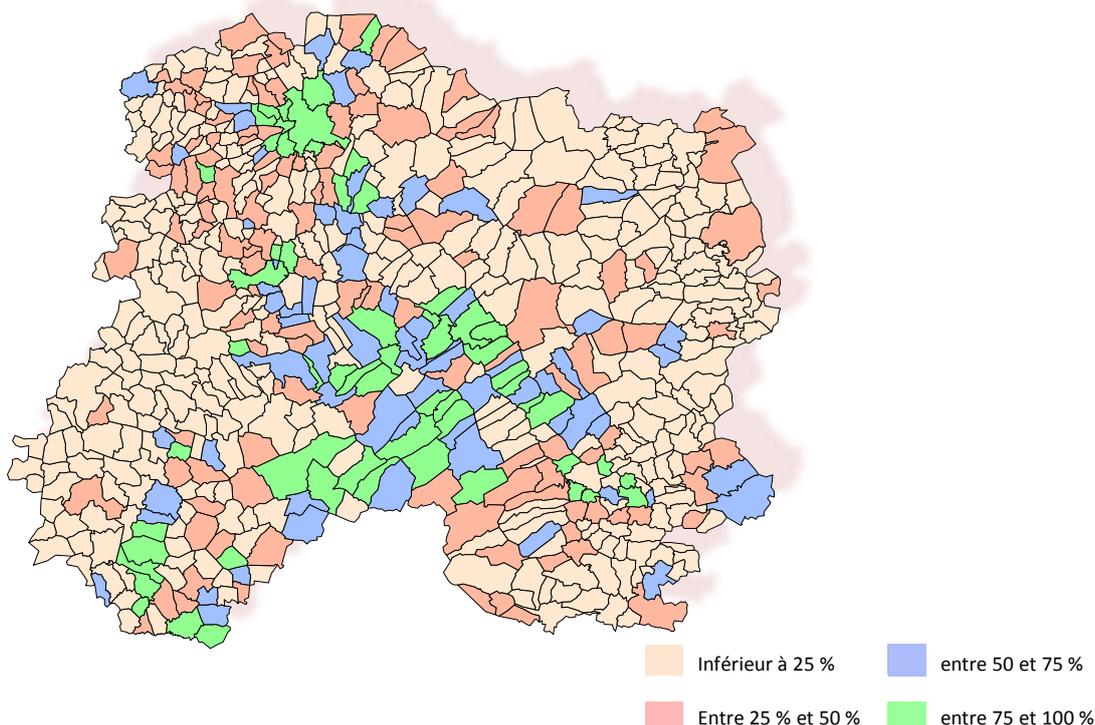
❖ Réseau souterrain :	2 554,23 km,
❖ Réseau aérien torsadé (CPA) :	27,13 km,
❖ Réseau aérien nu :	3 488,84 km.
Dont faible section	14,33 km

Le réseau a augmenté en 2011 de 49,29 km. Les fils aériens ont régressé de 32,87 km et les câbles souterrains se sont accrus de 82,16 km.

Le réseau HTA de la MARNE en 2011 en %



Le taux de réseau souterrain HTA par commune



La typologie du réseau HTA

- ✓ 351 départs composent le réseau HTA :
 - ❖ 158 sont en réseaux souterrains,
 - ❖ 1 est en réseau aérien,
 - ❖ 192 sont mixtes avec des réseaux aériens et souterrains
- ✓ La longueur moyenne d'un départ est de 17,06 km avec :
 - ❖ Le départ le plus long : ORBAIS du poste source MONTMIRAIL, 83,063 km.et
 - ❖ Le départ le plus court : PAF 2 du poste source EUROPORT, 0,101 km.

2.3. Les postes de transformation HTA/BT

ERDF enregistre au 31 décembre 2011, 5 632 postes de transformation HTA/BT dont :

- ❖ 5594 de distribution publique (DP),
- ❖ 5 DP-Production,
- ❖ 33 mixtes (DP et clients).

Le SIEM comptabilise 5 635 postes de transformation.

2.3.1. Les données générales sur le réseau

Les postes de distribution publique se répartissent par type de poste, comme suit :

	INVENTAIRE	
	ERDF	SIEM
Cabine Basse (CB)	685	683
Cabine Haute (CH)	225	225
Poste encastré (EN)	8	8
Poste sur poteau (H61)	1501	1501
Poste en immeuble (IM)	550	550
Poste Rural compact (RC)	629	627
Poste Rural Socle (RS)	69	69
Poste Simplifié au Sol de type A (SA)	180	181
Poste Simplifié au Sol de type B (SB)	161	163
Poste Urbain Compact (UC)	553	553
Poste Urbain Portable (UP)	1070	1073
Poste Rural Compact Simplifié (PRCS)	1	2
TOTAL	5 632	5 635

L'écart entre le total des deux inventaires est minime 0,05 %. Mais quelques postes attendent, parfois longtemps avant d'être enregistrés comme le poste Urbain Compact de SAPIGNICOURT, posé en 2005 qui n'existe pas dans l'inventaire ERDF où se trouve toujours la vieille cabine basse de 1946.

2.3.2. Les données particulières sur les postes de transformation HTA/BT

Ces données sont issues du fichier « inventaire poste » du SIEM qui recense un total de 5 635 postes de transformation au 31 décembre 2011.

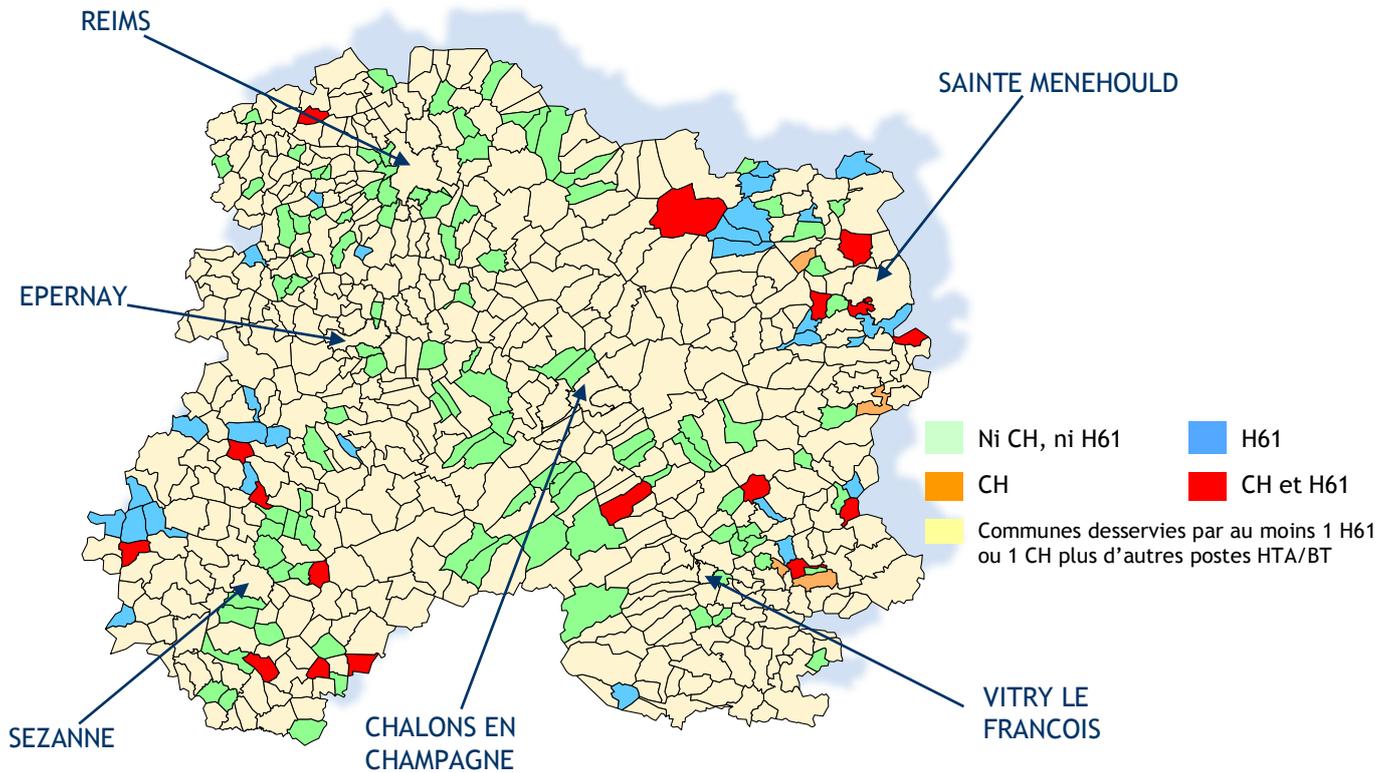
Les postes sur poteau (H61) sont toujours majoritaires dans la concession. Ils sont 1 501 et représentent 26,63 % des postes de transformation.

Les cabines hautes (CH) sont au nombre de 225.

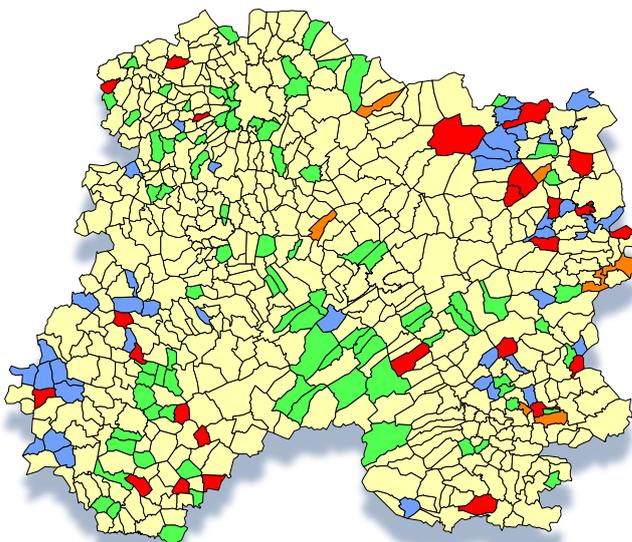
Répartition par communes de ces deux types de postes :

- ❖ 105 communes n'ont ni CH ni H61,
- ❖ 49 communes n'ont que des CH et/ou des H61,
 - ✓ 4 communes n'ont que des CH,
 - ✓ 28 communes n'ont que des H61,
 - ✓ 17 communes n'ont que des CH et des H61,
- ❖ 466 communes ont au moins un H61 ou une CH.

Répartition par commune de ces deux types de postes



Même carte mais données arrêtées au 31/12/2007



Les deux cartes se ressemblent, les mêmes zones de couleurs, toutefois plus éparées en 2011. Ces évolutions témoignent du travail accompli d'années en années au service de la qualité de l'énergie distribuée.

De travaux d'effacement en travaux de renforcement, inexorablement la typologie des postes s'est modifiée. Les cabines hautes (CH) et les postes sur poteau (H61) disparaissent, remplacés par des postes plus modernes alliant sécurité et esthétique.

Une quarantaine de cabines hautes et un peu moins d'une centaine de poste H61 ont été déposés en quatre ans.

2.4. Le réseau Basse Tension (BT)

2.4.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ERDF)

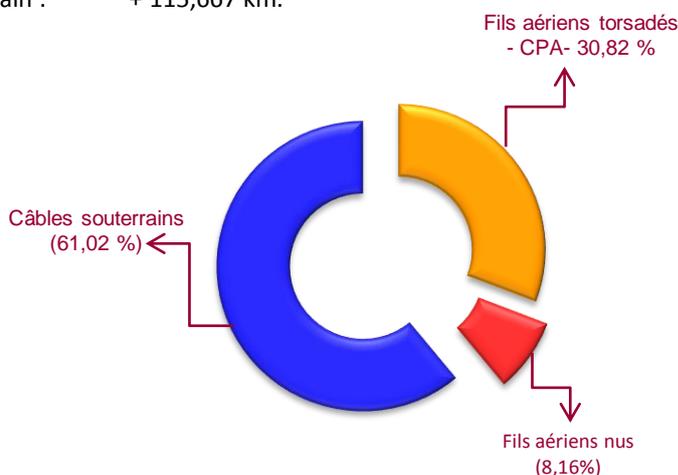
Au 31 décembre 2011, la longueur du réseau Basse Tension (BT) de la concession s'élève à 4 592,14 km répartis en 17 863 départs.

❖ Réseau souterrain :	2 802,08 km,
❖ Réseau aérien torsadé :	1 415,44 km,
❖ Réseau aérien nu :	374,62 km,
Dont fils nus de faible section	58,64 km.

Le réseau BT de la concession a globalement augmenté de 71,315 km en 2011.

Dans le détail,

- ❖ Le réseau nu faible section : - 2,854 km,
- ❖ Le réseau nu aérien : - 16,750 km,
- ❖ Le réseau CPA : - 27,602 km,
- ❖ Le réseau souterrain : + 115,667 km.



Il ne reste que 8,16 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 1,28 % de fils nus de faible section.

2.4.2. Le réseau BT souterrain communal

612 communes possèdent du réseau souterrain sur leur territoire, soit 98,86 % de la concession (sur la base de 619 communes, données ERDF).

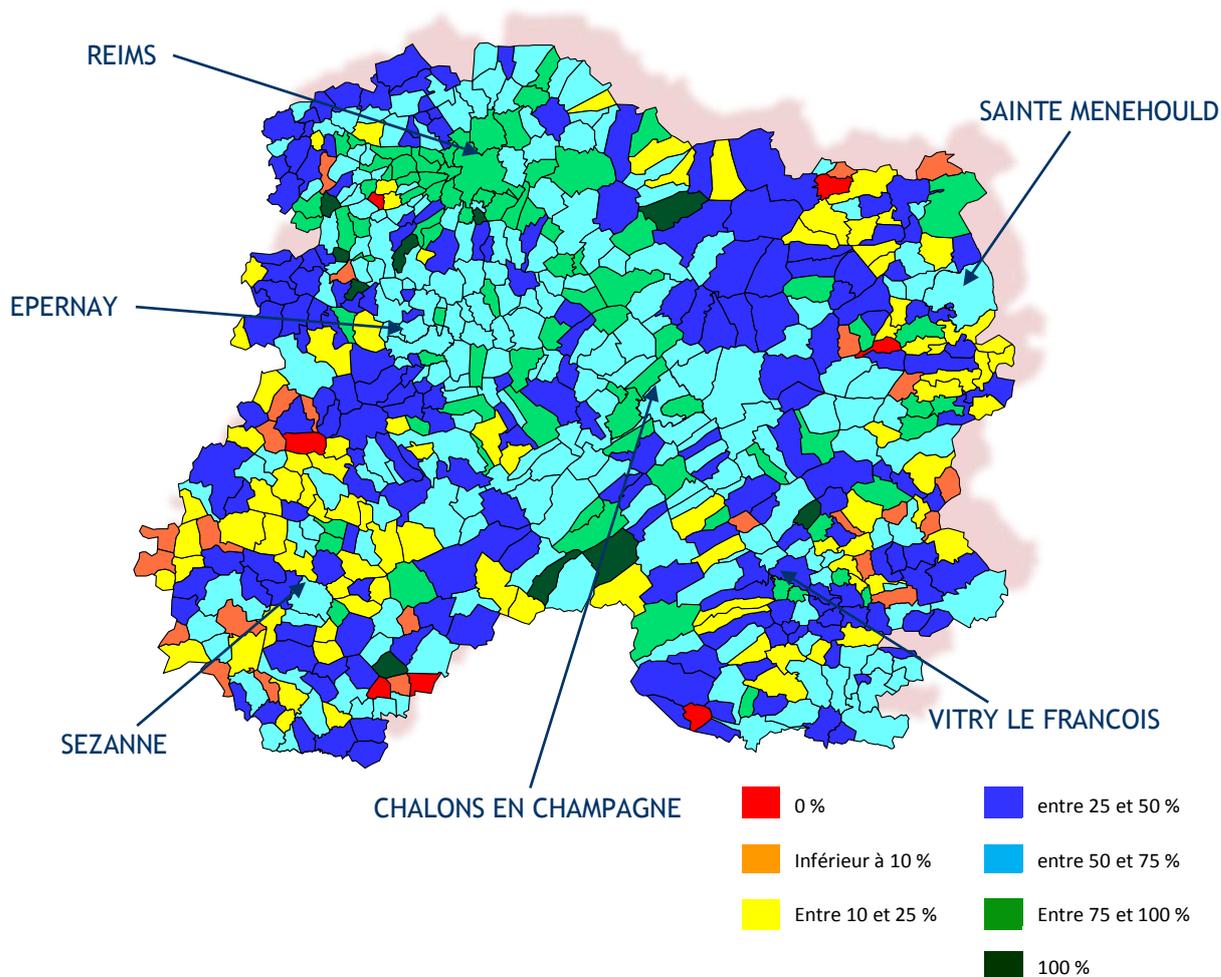
Dans le détail :

- ❖ 10 communes ont leur réseau entièrement en souterrain (1,62 %),
 - ✓ AUBERIVE,
 - ✓ DOMMARTIN LETTREE,
 - ✓ HAUSSIMONT,
 - ✓ JONQUERY,
 - ✓ LHERY,
 - ✓ LISSE EN CHAMPAGNE
 - ✓ MONTBRE,
 - ✓ POURCY,
 - ✓ THAAS,
 - ✓ VILLERS SOUS CHATILLON.
- ❖ 86 communes ont plus de 75 % de réseau BT (13,89 %),
- ❖ 209 communes ont entre 50 et 75 % de réseau BT souterrain (33,76 %),
- ❖ 193 communes ont entre 25 et 50 % de réseau BT souterrain (31,18 %),
- ❖ 89 communes ont entre 10 et 25 % de réseau BT souterrain (14,38 %),
- ❖ 25 communes ont moins de 10 % de réseau BT souterrain (4,04 %).

7 communes n'ont pas de réseaux souterrains (1,13 %)

- ✓ AUBILLY,
- ✓ LA CHAPELLE SOUS ORBAIS,
- ✓ CORBEIL,
- ✓ COURCEMAIN,
- ✓ MARSANGIS,
- ✓ RAPSECOURT,
- ✓ ROUVROY RIPONT.

LE TAUX DE RESEAU BT SOUTERRAIN PAR COMMUNE



2.5. La fiabilité des données du concessionnaire

Tous les chiffres de cette partie à l'exception du chapitre relatif aux postes de transformation sont des données transmises par le concessionnaire, ERDF. Et ces données ne sont pas encore le reflet du patrimoine de la concession.

Certes, beaucoup de travail a été accompli depuis quelques années par ERDF pour enregistrer et valoriser au mieux les travaux effectués sur les réseaux. Notamment grâce à l'utilisation de la VRG⁹, fiche de liaison récapitulative des travaux, et à la collaboration entre les services du SIEM et d'ERDF.

Cependant, il reste encore à faire. Des travaux ne sont pas enregistrés. D'autres le sont de façon incomplète ou erronée... L'annexe 4 retrace les travaux qui ne paraissent pas enregistrés dans les fichiers techniques et/ou comptables.

⁹ Valorisation des Remises Gratuites

III – LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

3.1. L'évolution des ouvrages

Le patrimoine évolue au rythme des travaux effectués sur le réseau par l'autorité concédante et le concessionnaire. Par ailleurs, ce dernier a une obligation d'entretien et de renouvellement des ouvrages dans le cadre du cahier des charges de concession, plus précisément son article 10 :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux de raccordement, de renforcement, de déplacement ou d'amélioration, notamment esthétique... »

C'est le cas dans la MARNE, où la mission du concessionnaire en matière de renouvellement est jusqu'à présent bien simplifiée par le nombre important de travaux notamment d'effacement et de renforcement sur le réseau électrique effectués par le SIEM.

3.1.1. L'âge des ouvrages

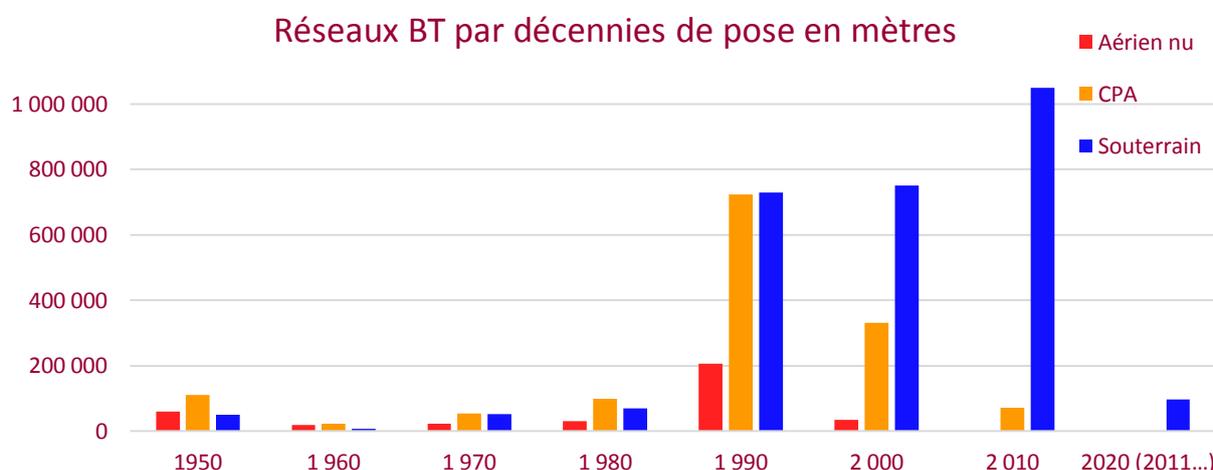
L'acte de naissance d'un ouvrage s'établit à la mise en service du bien. Sa durée de vie, période durant laquelle l'ouvrage remplit en toute sécurité les fonctions pour lesquelles il est installé, s'élève à 30 ans pour les postes de transformation HTA/BT et à 40 ans pour les réseaux HTA et BT (et depuis 2011, 45 ans pour les réseaux torsadés BT).

Les moyennes des âges pour les trois grandes catégories, canalisations aériennes et souterraines, postes de transformation HTA/BT ne dépassent pas les durées de vies prévues. Elles s'établissent à :

- ❖ Postes de transformation HTA/BT : 27,29 années,
- ❖ Canalisations aériennes : 32,17 années,
- ❖ Canalisations souterraines : 14,70 années.

Néanmoins dans chacune de ces catégories, beaucoup d'ouvrages sont encore en place alors que leur durée de vie est dépassée depuis plusieurs années.

- ❖ 2 214 postes ont plus de 30 ans
- ❖ 1 100 km de fils nus aériens HTA ont plus de 40 ans, dont 11 km de fils nus de faible section,
- ❖ 101 km de fils nus aériens BT ont plus de 40 ans.



3.2. L'entretien des ouvrages

3.2.1. L'élagage

L'élagage des arbres le long des lignes électriques est une obligation du concessionnaire. ERDF a commencé en 2010, par le réseau HTA, un recensement des zones boisées sur lesquelles sont situés les réseaux BT et HTA. En 2011, 1 334 km ont été réalisés pour l'inventaire BT.

Elagage réalisé sur le réseau HTA et BT	Territoire REIMS – CHAMPAGNE -2010
Longueur de réseau traité (visité et élagué) en km	1 470
Montants consacrés à ces travaux (en k€)	340

Les fichiers techniques relatifs aux interruptions HTA et BT dénombrent :

Pour des élagages insuffisants :

Pour le réseau BT

- ❖ 98 usagers coupés pour une moyenne de coupure de 196,49mn par usager coupé.

Pour le réseau HTA

- ❖ 4293 usagers coupés dont 4265 clients tarif bleu et 28 tarif jaune pour une moyenne de coupure de 46,07 mn par usager coupé.

3.2.2. La surveillance des réseaux

Tous les ans, le concessionnaire s'assure du bon état du réseau HTA. En 2011,

- ❖ Il a vérifié par hélicoptère 1 441km de réseaux et établi 361 points de maintenance à effectuer.
- ❖ Il a diagnostiqué 14 km de souterrain.

IV – LA QUALITE DE LA FOURNITURE

L'électricité est aujourd'hui un produit de 1^{ère} nécessité. Sa qualité est, de ce fait, primordiale et fait l'objet d'une surveillance toute particulière de la part de notre syndicat.

De plus, le réseau de distribution basse et moyenne tension est l'ossature principale du transport des énergies renouvelables. Ce maillon est aujourd'hui l'outil de base de la transition énergétique.

L'analyse proposée dans ce rapport est réalisée de façon à avoir une image globale de la qualité de l'énergie dans la Marne qui traduit également la qualité intrinsèque du réseau de distribution.

4.1. Le critère B

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère B (temps moyen de coupure par usager).

Le critère B se décompose suivant les deux seules causes d'interruption de fourniture (Incidents et travaux) sur les trois réseaux concernés (Transport, HTA et BT).

Critère B - Détail (mn)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
- Incident HTA	22,81	36,96	20,98	36,3	29,05	100,13	23,44
- Travaux HTA	2,55	4,11	2,73	6,2	9,91	11,47	10,26
- Incident BT	4,41	6,45	5,52	5,9	8,03	10,25	6,25
- Travaux BT	2,34	1,99	2,5	3,4	4,46	3,76	4,39
- Amont concession							
- Transport	0,04	5,12	0	6,2	0	2,02	0,76
- Poste source	1,14	0,39	0,03	1	0,94	3,57	2,37
Total B	33,29	55,02	31,76	59	52,39	131,2	47,47
- Dont Bclimatique	7,67	19,64	7,02	7,3	10,49	84,06	6,27

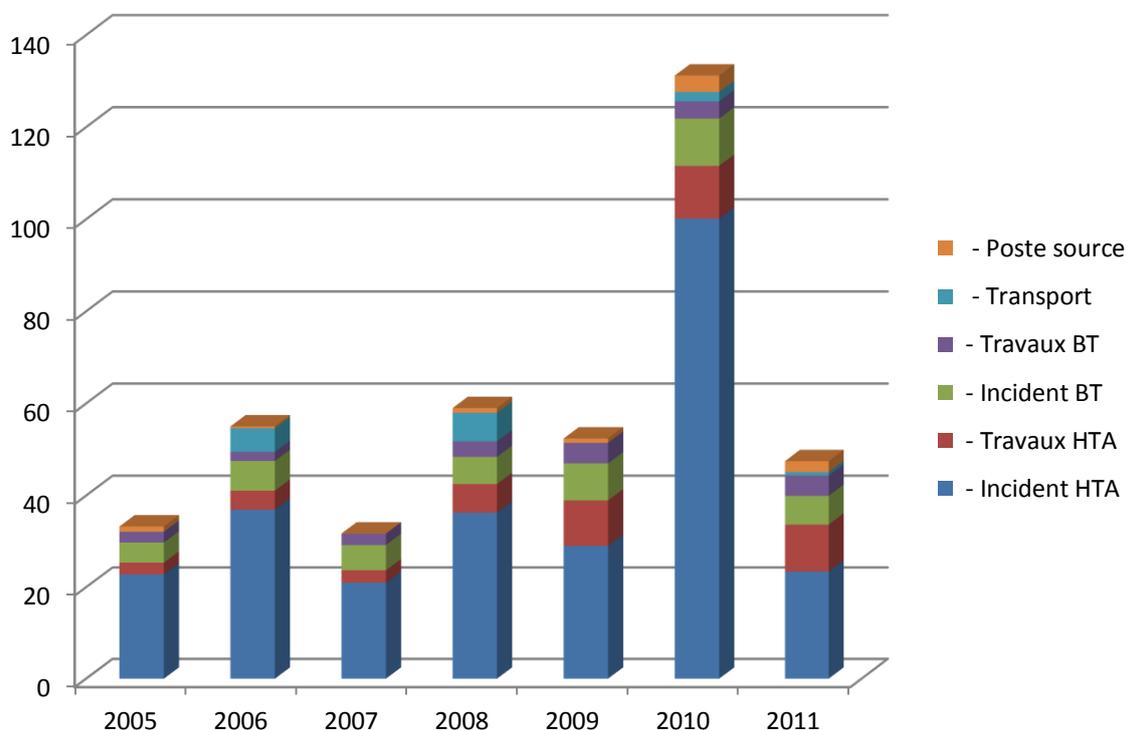
Cette année, le critère B est en forte baisse. Néanmoins, l'année 2010 a été une année climatiquement difficile. S'il n'est pas tenu compte du « B climatique », le gain en temps moyen de coupure par usager n'est que de 6 mn.

Ce « gain » est en partie dû à l'affaiblissement du B résultant :

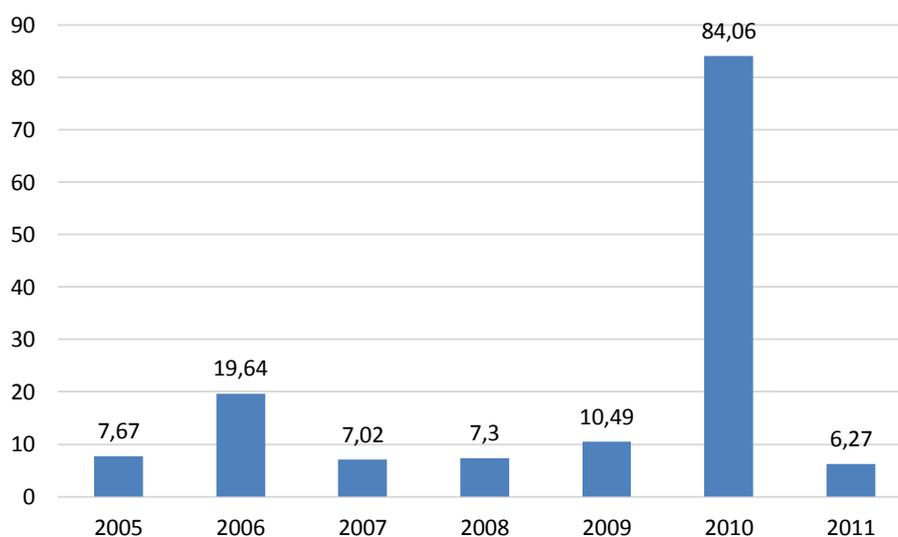
- ❖ Des réseaux de transport (- 1,3mn),
- ❖ Des postes-source (- 2,2 mn),
- ❖ Du réseau BT (- 4 mn).

Cependant, il sera encore nécessaire de perdre 10 mn pour revenir à une valeur du critère B identique à celles des périodes 2005 à 2007, soit 30 mn.

Répartition du critère B



Bclimatique (mn)



Hormis 2010, qui comme précédemment rappelé, a été une année désastreuse pour les réseaux de distribution HTA, le critère B CLIMATIQUE reste assez stable sur les 7 dernières années. L'année 2011 a été sur les cinq dernières années, la plus calme pour l'impact du climat sur nos réseaux.

4.2. Le réseau HTA

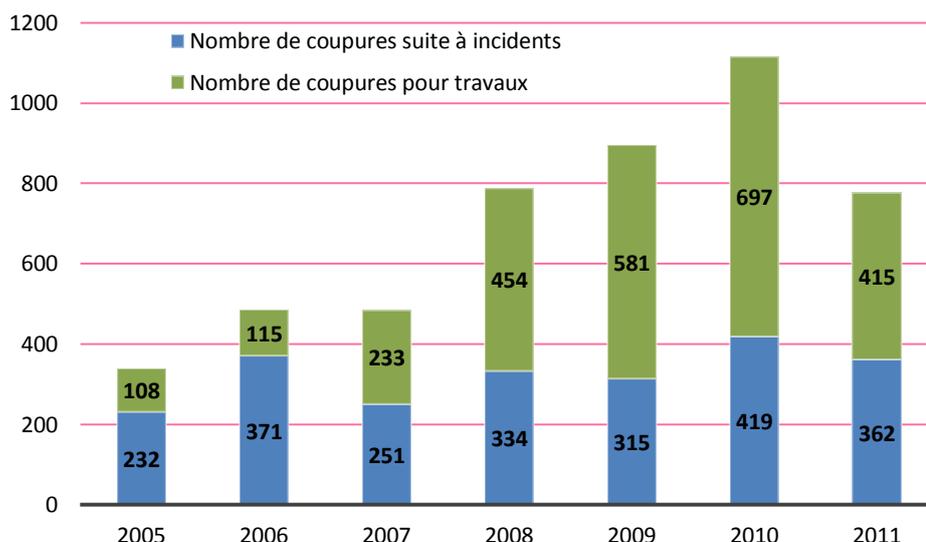
4.2.1. Les interruptions de fourniture

4.2.1.1. Généralités

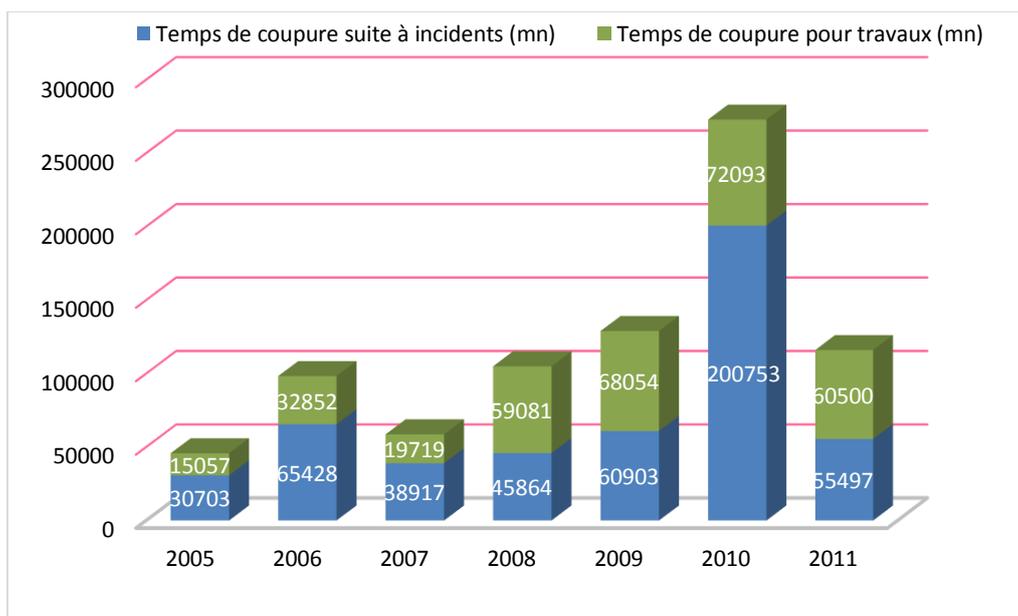
Comme indiqué dans le détail patrimonial, la concession, en 2011, était alimentée par 351 départs HTA représentant 6 070,20 km.

Le réseau HTA a été le siège de 777 interruptions de fourniture se décomposant en 362 coupures suite à incident et 415 coupures pour travaux.

Ces interruptions sont considérées comme des coupures longues car supérieures en temps à 3mn.



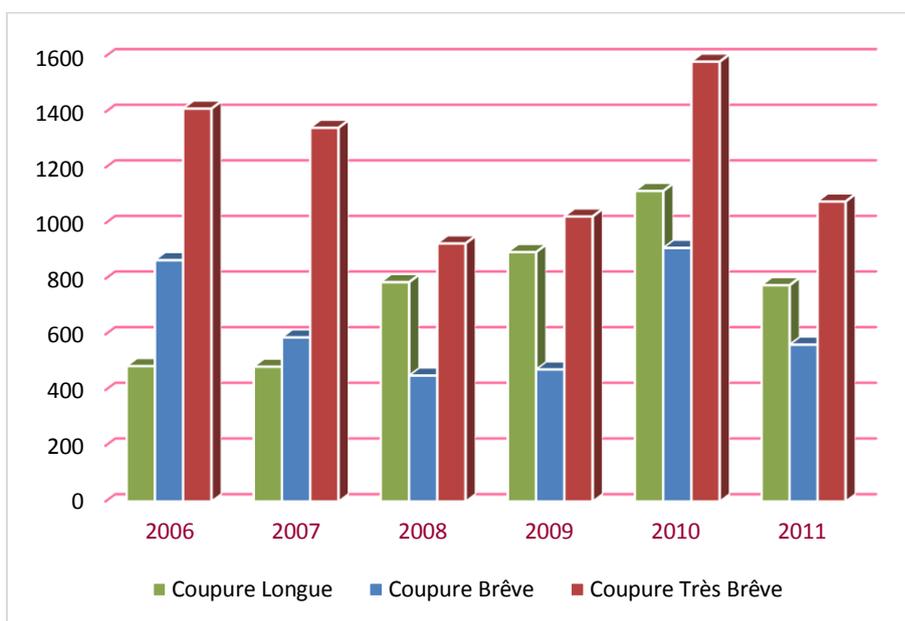
Dans une année climatiquement calme, le nombre de coupure suite à incident reste élevé. Quant aux coupures pour travaux, leur nombre est en significative baisse, signe de la fin des deux années de travail du concessionnaire en lien avec les recherches de PCB dans les transformateurs HTA/BT qui ont nécessité de nombreuses interruptions de fourniture.



En ce qui concerne les durées de coupure, l'année 2011 revient à un niveau acceptable à peu près égal à celui connu en 2008 et 2009

les résultats synthétiques des deux autres types de coupure pouvant survenir sur les réseaux HTA et amont sont les suivants :

- ❖ Coupures brèves (inférieures à 3mn) : 563
- ❖ Coupures très brèves (inférieures à 1s) : 1 078



Le nombre de coupures brèves et très brèves reviennent à un niveau correct, même si ces dernières étaient en 2010 supérieures aux valeurs des années 2008 et 2009.

4.2.2. Les analyses des coupures longues

4.2.2.1. Généralités

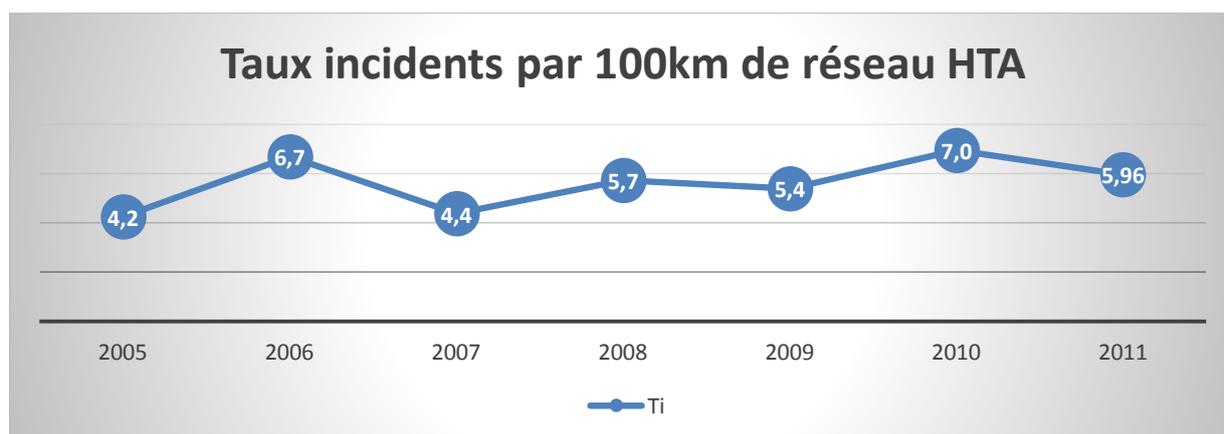
La base statistique du concessionnaire relate 777 interruptions de fourniture d'électricité supérieures à 3 mn en 2011 (362 incidents et 415 coupures pour travaux) ayant généré 1 933,5 heures de coupures cumulées sur le réseau HTA, soit près de 90 jours.

4.2.2.2. Coupures suite à incident

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

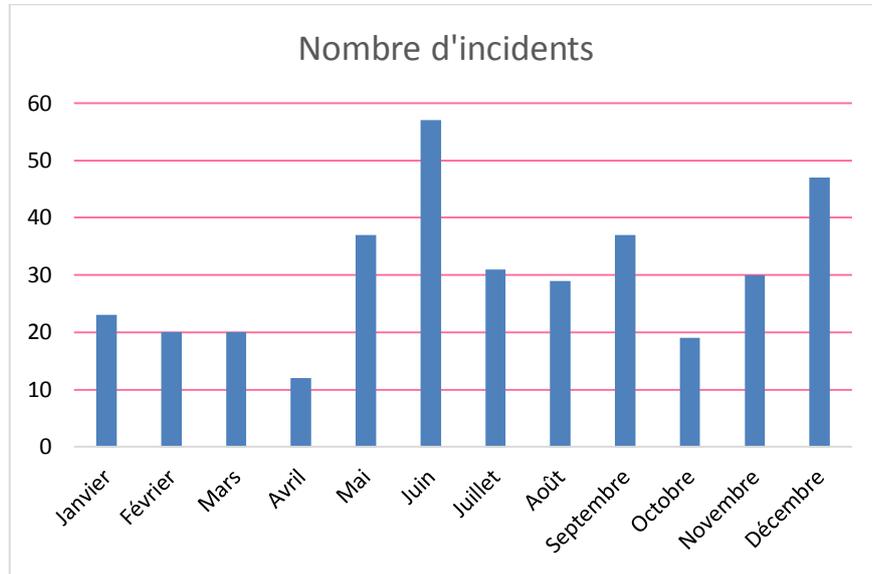
En 2011, il a été dénombré 362 incidents pour une longueur du réseau HTA de 6 070,20 km, soit un taux d'incident Ti au 100km de :

$$Ti = (362 * 100) / 6070,20 = 5,96$$



b) Répartition mensuelle des incidents

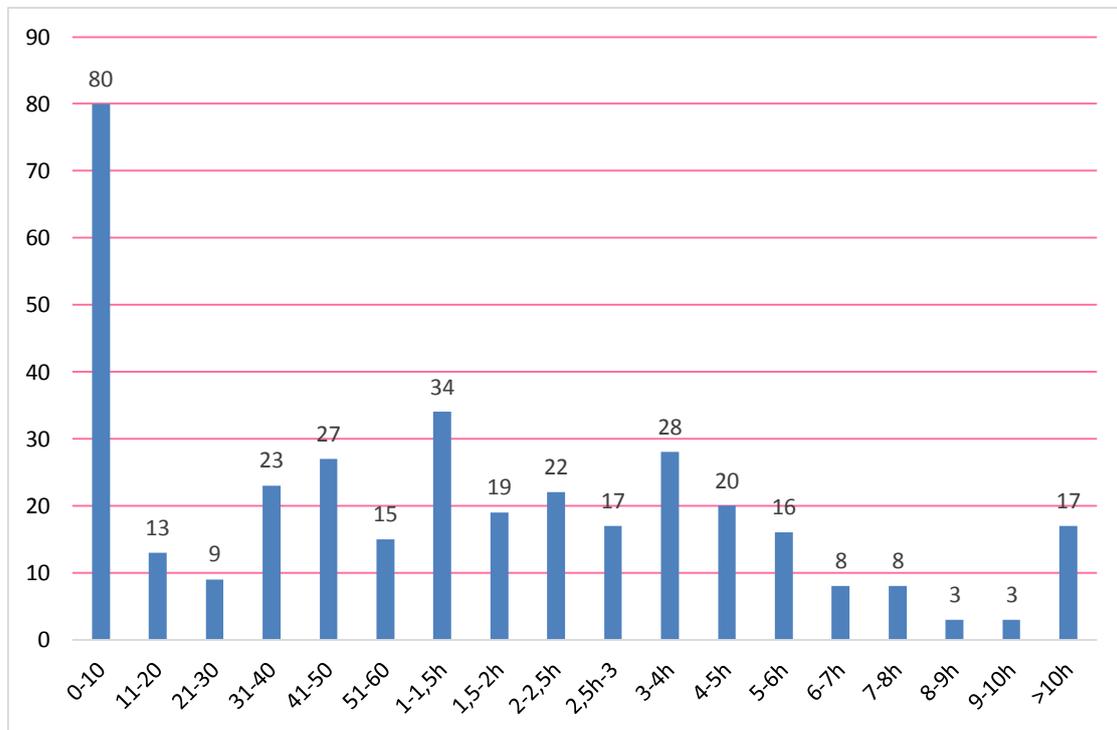
Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Incidents	23	20	20	12	37	57	31	29	37	19	30	47



c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 153,31 mn avec une durée mini de 3 mn et maxi de 1 377 mn (13h57mn)

Le graphique ci-dessous, reprend le nombre d'incidents par place de temps de coupure :

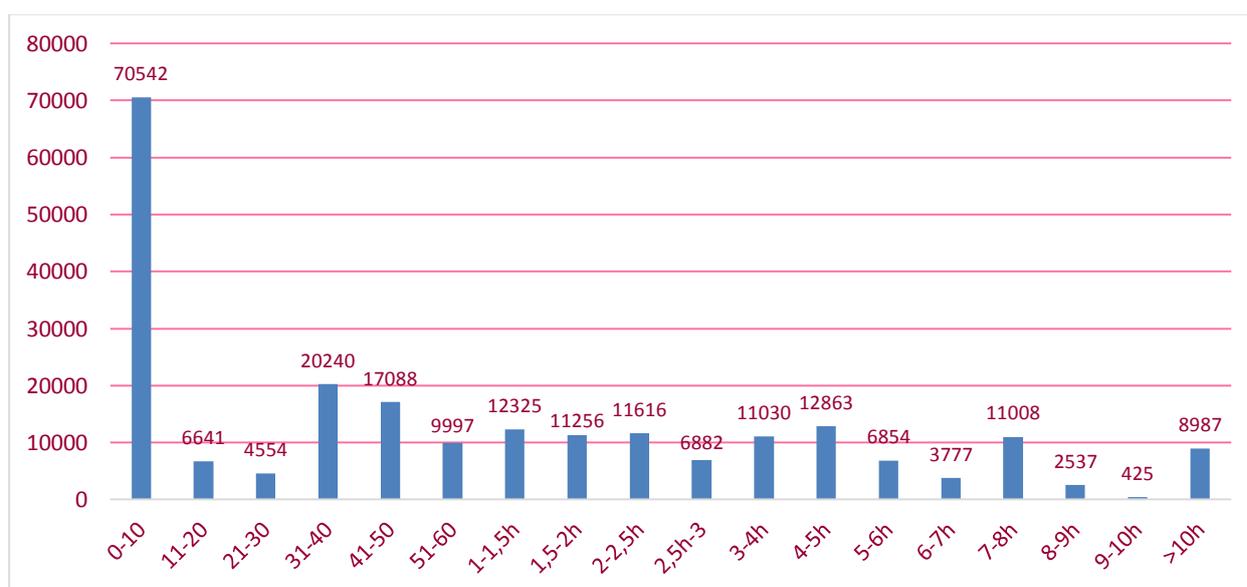


Les caractéristiques des incidents dont la durée est supérieure à 10h sont les suivantes :

Nom du poste source	Libellé court du	Date	Durée (mn)	Nombre total de	Siège	Cause
REVIGNY	TUILER	12/01/2011	804	284	poste HTA/BT: transformateur	défaillance de matériel: autre défaillance
CHAUSSEE (LA)	SONGY	09/02/2011	835	154	ligne aérienne: support	véhicule
MURIGNY	V 72	05/05/2011	762	1506	poste HTA/BT: partie HTA	défaillance de matériel: autre défaillance
SEZANNE	PLEURS	28/06/2011	951	2	ligne aérienne: support	cause inconnue: par orage
EUROPORT	PETROL	29/06/2011	682	213	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de jonction	cause inconnue: par orage
BARBUISE	PERIGN	21/08/2011	803	1145	poste HTA/BT: transformateur	coup de foudre
RECY	CAMPUS	25/08/2011	745	36	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel: autre défaillance
FERE(-EN-TARDENOIS)	FISMES	30/08/2011	672	783	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	cause inconnue: par circonstances
MAROLLES	ARRIGN	04/11/2011	986	291	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	coup de foudre
MAROLLES	BLAISE	04/12/2011	903	1577	poste HTA/BT: partie HTA	défaillance de matériel: autre défaillance
SAINTE-MENEHOULD	V/TOUR	04/12/2011	1128	331	ligne aérienne: armement	chute d'arbre par tempête
FERE(-EN-TARDENOIS)	FISMES	16/12/2011	1076	225	ligne aérienne: armement	chute d'arbre par tempête
MAROLLES	MERLAU	16/12/2011	1137	10	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	effort anormal par très forte tempête de vent ou
MONTMIRAIL	SUIZY	16/12/2011	950	684	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	chute d'arbre par tempête
VERTUS	BERGER	16/12/2011	610	1532	ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	effort anormal par très forte tempête de vent ou
SAINTE-MENEHOULD	BRAUX	17/12/2011	782	170	ligne aérienne: isolateur	défaillance de matériel: autre défaillance
OIRY	CHOUIL	28/12/2011	1377	44	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de jonction	défaillance de matériel: autre défaillance

Même s'il peut être compréhensible qu'un incident sur le réseau aérien ou souterrain peut durer une dizaine d'heures, cela est beaucoup moins compréhensible pour un transformateur ayant reçu la foudre (Barbuise – Perigny – 21/08/2011 – 13h de coupure).

La répartition du nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure est la suivante :



Il reste tout de même 8 987 abonnés ayant subi une coupure supérieure à 10 h et 18 734 abonnés qui ont dû supporter plus de 6 heures de coupure ce qui représente 6 % du nombre total d'abonnés.

d) Répartition des incidents selon leur siège

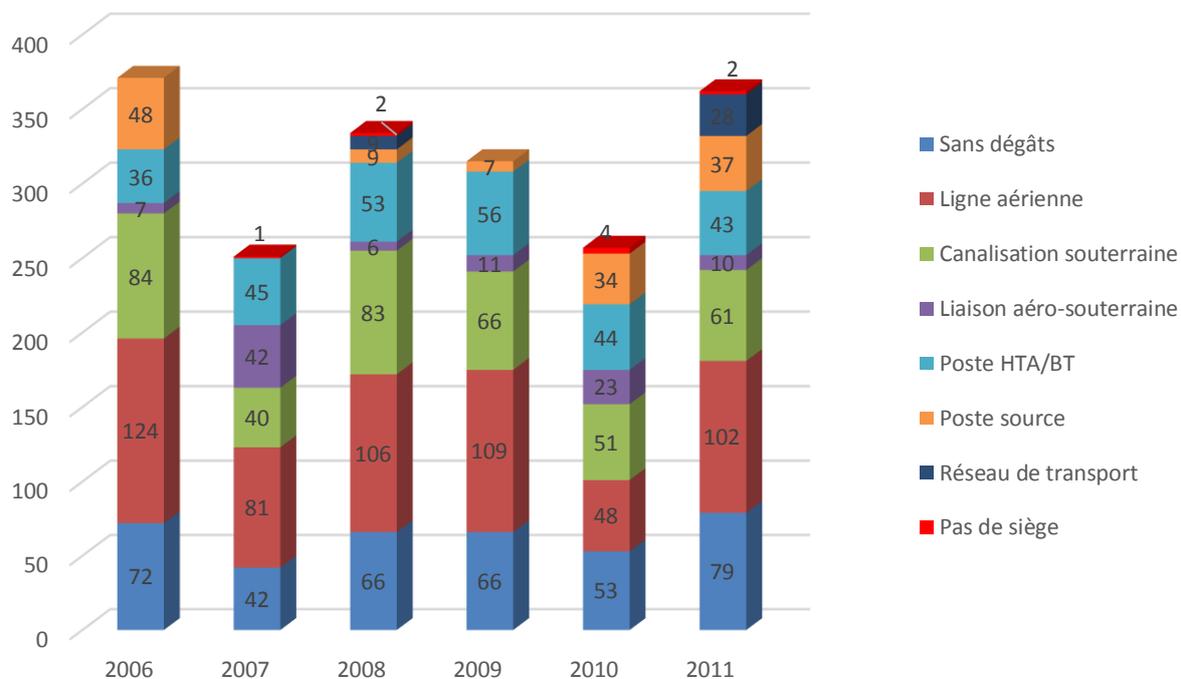
Siège des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Durée moyenne (mn)
Pas de siège	2	0,55	4
canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de jonction	22	6,08	164
canalisation souterraine HTA ou BT: câble	39	10,77	126
liaison aéro-souterraine: boîte	2	0,55	48
liaison aéro-souterraine: câble	8	2,21	217
ligne aérienne: accessoires de ligne à conducteurs isolés	1	0,28	203
ligne aérienne: armement	4	1,10	643
ligne aérienne: attache	10	2,76	175
ligne aérienne: autre appareil de coupure	2	0,55	168
ligne aérienne: conducteurs emmêlés	8	2,21	114
ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	34	9,39	341
ligne aérienne: conducteurs nus rompus sous attache: autres	3	0,83	263
ligne aérienne: IACM	5	1,38	129
ligne aérienne: isolateur	5	1,38	268
ligne aérienne: parafoudres - éclateurs	6	1,66	119
ligne aérienne: raccord, pont, bretelle	10	2,76	175
ligne aérienne: support	14	3,87	408
pas de dégât: éliminé avec manoeuvres	78	21,55	53
pas de dégât: éliminé sans manoeuvres	1	0,28	4
poste HT/HTA: partie HTA	2	0,55	207
poste HTA/BT: partie BT	5	1,38	145
poste HTA/BT: partie HTA	14	3,87	209
poste HTA/BT: transformateur	24	6,63	261
poste source THT ou HT ou RAMT: autre installation HTA ou BT	34	9,39	46
poste source THT ou HT ou RAMT: transformateur de puissance	1	0,28	146
réseau transport	28	7,73	21
Total	362	100,00	153

Soit la synthèse suivante :

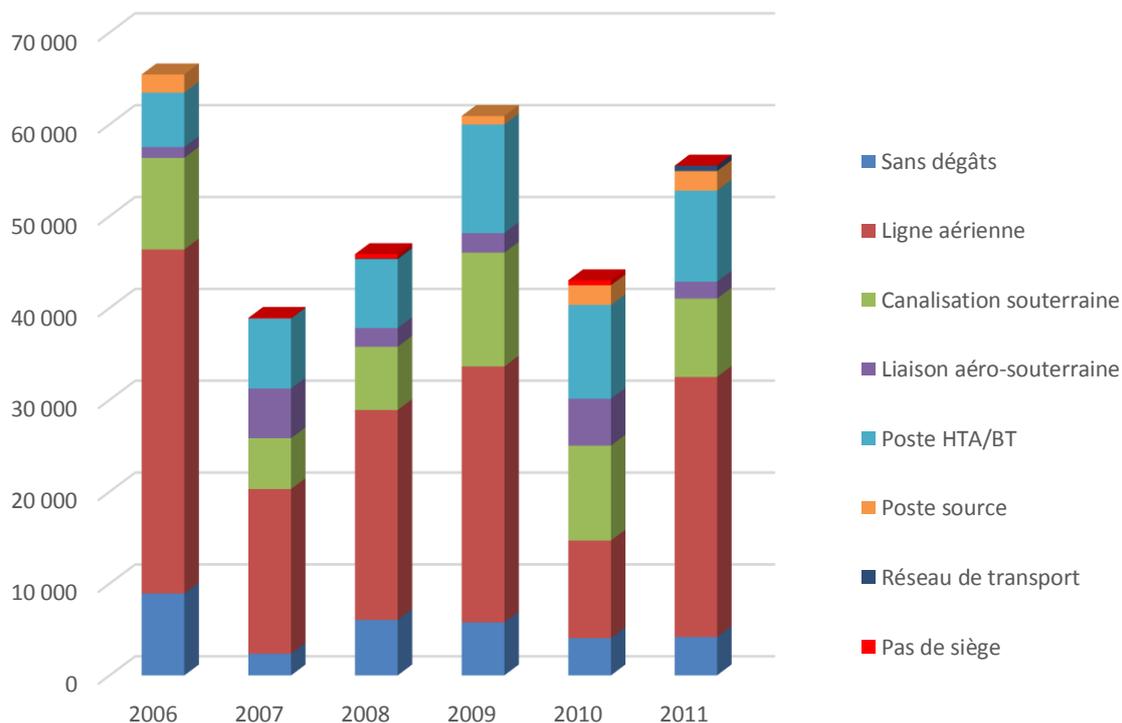
Type de dégâts	Nombre	% du total	Temps de coupures	% du total de temps coupure	Nombre de clients coupés
Pas de siège	2	0,55	8	0,01	1 057
Canalisations souterraines	61	16,85	8 538	15,38	46 978
Liaison aéro-souterraine	10	2,76	1 834	3,30	3 736
Lignes aériennes	102	28,18	28 313	51,02	41 920
Sans dégâts	79	21,82	4 174	7,52	49 535
Poste source	37	10,22	2 121	3,82	44 764
Poste HTA/BT	43	11,88	9 918	17,87	17 574
Réseau de transport	28	7,73	591	1,06	23 058
Total	362	100	55 497	100	228 622

Les incidents sur le réseau HTA aérien représente 28 % du total (hors incidents éliminés sans dégâts) mais surtout 51 % du temps total de coupure (28 813 mn de coupure pour 41 920 clients coupés). Parallèlement, les réseaux souterrains ne sont responsables que de 8 538 mn de temps de coupure pour 46 978 clients coupés et 61 incidents. Moins d'incidents, moins de temps de coupure, mais plus de clients coupés s'explique par le fait que le réseau HTA souterrain est situé en majorité en milieu urbain où l'habitat est beaucoup plus concentré qu'en milieu rural.

Evolution des incidents suivant leur siège



Durée d'interruption de fourniture par siège d'incidents (en minutes)



e) Répartition des incidents selon leur cause

Cause des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Durée moyenne (mn)
autres animaux	10	2,76	49
autres causes	30	8,29	20
autres travaux de tiers: en cours	20	5,52	101
cause inconnue: par circonstances atmosphériques normales	25	6,91	142
cause inconnue: par grand vent avec ou sans pluie	8	2,21	203
cause inconnue: par neige ou givre	1	0,28	331
cause inconnue: par orage	11	3,04	301
cause non recherchée (réseau souterrain seulement)	1	0,28	6
chute d'arbre par tempête	7	1,93	591
condensation, inondation	2	0,55	172
conducteurs déréglés	1	0,28	262
corps étranger	2	0,55	216
coup de foudre	7	1,93	350
défaillance de matériel: autre défaillance	135	37,29	156
défaillance de matériel: défaillance protection	15	4,14	16
défaillance de matériel: erreur de conception	13	3,59	47
départ en RSE (avec cause non identifiée)	3	0,83	13
dépassement de capacités électriques	3	0,83	145
effort anormal par très forte tempête de vent ou de pluie	17	4,70	255
élagage insuffisant	9	2,49	129
fausse manoeuvre	2	0,55	62
installation de clients HTA (y compris DNN et CD)	8	2,21	93
mise en sécurité	4	1,10	28
oiseaux	8	2,21	242
projection de branches par vent	1	0,28	198
travaux d'abattage	5	1,38	144
véhicule	14	3,87	300
Total	362	100,00	153

Soit la synthèse suivante :

Type de dégâts	Nombre	% du total	Temps de coupure (mn)	% du temps de coupure
Travaux de tiers	20	5,52	2 026	3,65
Cause inconnue	46	12,71	8 821	15,89
Défaillance matériel	164	45,30	22 190	39,98
Mise en sécurité - Dépassement de capacité électrique	10	2,76	583	1,05
véhicule - Corps étranger	16	4,42	4 633	8,35
Arbres et dérivés	15	4,14	2 084	3,76
Animaux	18	4,97	2 426	4,37
Autres causes	32	8,84	722	1,30
Aléas climatiques (foudre....)	33	9,12	11 269	20,31
Installation de client HTA	8	2,21	743	1,34
Total	362	100,00	55 497	100,00

Les incidents sur le réseau HTA souterrain ont les causes suivantes :

Cause inconnue	2
Défaillance de matériel	39
Travaux de tiers	17
Mise en sécurité - Dépassement de capacités électriques	3

Pour le réseau HTA aérien, les causes sont les suivantes :

Travaux de tiers	3
Cause inconnue	19
Défaillance matériel	31
Mise en sécurité - Dépassement de capacité électrique	3
Véhicule - Corps étranger	10
Arbres et dérivés	14
Animaux	7
Aléas climatiques (foudre....)	15

Concernant les postes de transformation, les causes sont :

Cause inconnue	1
Défaillance matériel	29
Véhicule - Corps étranger	1
Autres causes	1
Aléas climatiques (foudre....)	4
Installation de clients HTA	7

Pour la cause des incidents, il est possible de constater que quel que soit le type de réseaux ou l'ouvrage concerné, la cause principale d'incident est la défaillance de matériel :

- ❖ 39 pour les réseaux souterrains,
- ❖ 31 pour les réseaux aériens,
- ❖ 29 pour les postes de transformation.

Au total, ce sont 164 incidents dus à des défaillances de matériel soit 45,70 % du volume total d'incidents pour 22 190 mn de coupure.

- ❖ A quoi est-ce dû :
 - Matériel défaillant ?
 - Matériel vieillissant ?
 - Mauvaise mise en œuvre ?

Il serait intéressant que le concessionnaire nous fournisse de plus amples renseignements à ce sujet afin que les questions induites par cette situation trouvent des réponses.

4.2.2.2. Coupures pour travaux

Les coupures pour travaux sont des interruptions de fourniture réalisées dans le cadre de travaux d'entretien ou de travaux neufs faits par ERDF et le SIEM, là où il n'a pas été possible de réaliser des travaux sous tension (raisons techniques, économiques...).

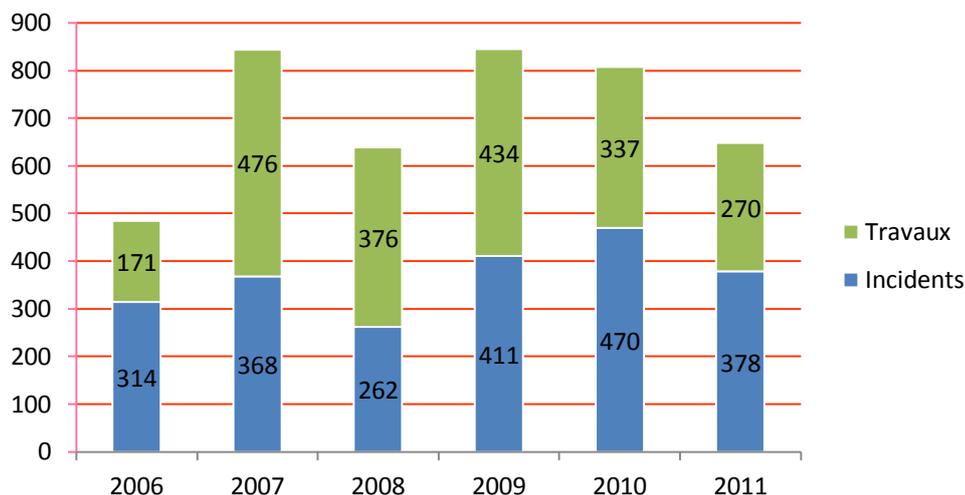
Siège des coupures	Nombre
autres sièges	17
ligne aérienne: accessoires	15
ligne aérienne: conducteurs	122
ligne aérienne: supports et armements	38
ligne souterraine: accessoires	2
ligne souterraine: câble	46
poste HTA/BT: appareillage	47
poste HTA/BT: fusible BT	1
poste HTA/BT: transformateur	118
poste HTA/HTA	9
Total	415

4.3. Le réseau BT

4.3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau basse tension de la concession a été le siège de 648 coupures basse tension répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2011 pour une durée totale de 98 688 minutes (environ 1 645 h soit plus de 27 jours cumulés).

Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures suite à incidents (378 pour une durée de 70 671 minutes) et les coupures pour travaux (270 pour une durée de 28 017 minutes)



4.3.2. L'analyse des coupures longues

L'analyse suivante porte sur 378 coupures suite à incident pour une durée totale de 70 761 mn soit 1 177 h.

4.3.2.1. Répartition mensuelle des coupures

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Incidents	38	27	15	14	44	42	39	22	25	34	25	53



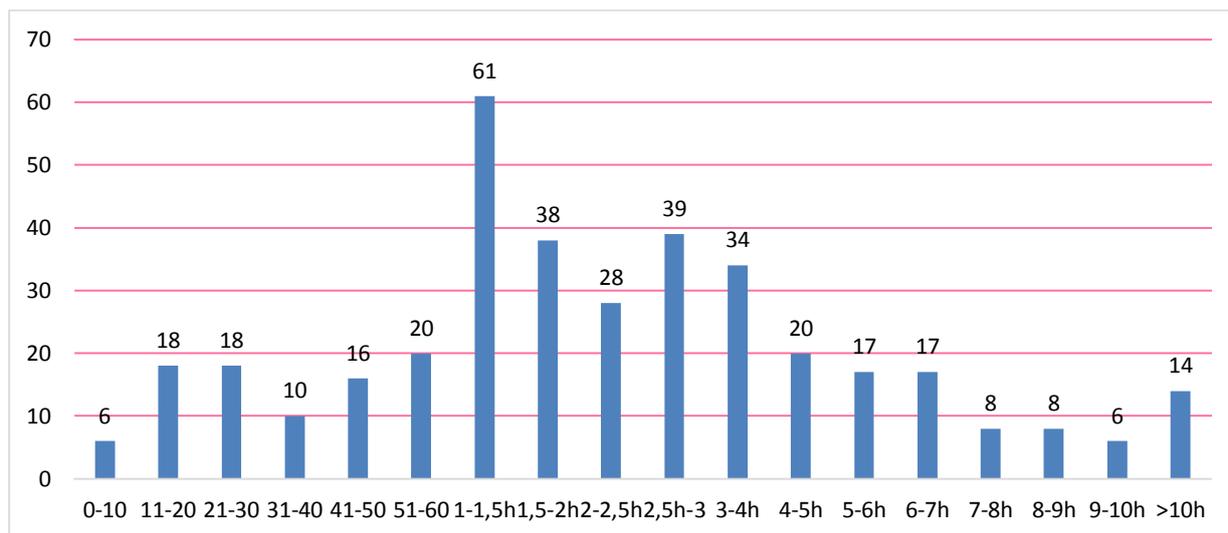
La moyenne des incidents est de 31,5 par mois avec 6 mois ayant subi moins d'incidents que la moyenne et un pic plus important en décembre 2011.

4.3.2.2. Durée des coupures

La durée moyenne d'une coupure est de 187 mn par incident avec :

- ❖ une durée minimale de 1 mn le 22/08/2011 pour un incident avec siège sur le transformateur du poste de transformation et ayant pour cause une défaillance de matériel.
- ❖ une durée maximale de plus de 29 h le 5/12/2011 pour une défaillance de matériel dans une canalisation souterraine.

Le graphique ci-après reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure

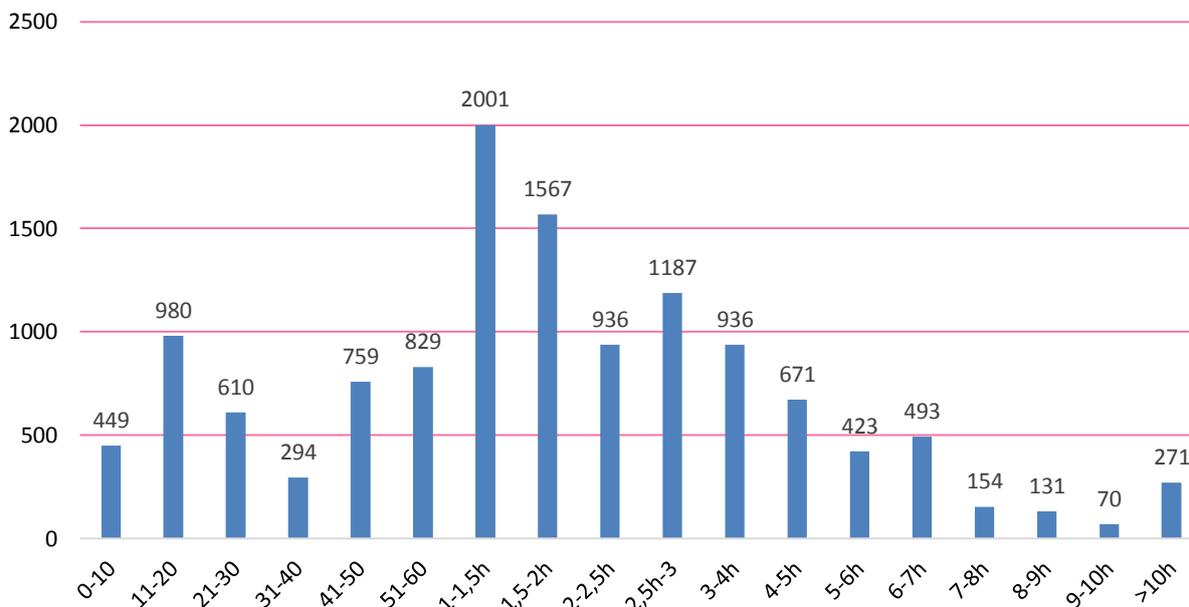


Il est à noter que 187 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (soit 49,47 % des incidents). Sur les 191 incidents restants, 14 ont une durée supérieure à 10 heures. Les caractéristiques des incidents sont les suivants :

Date	Durée (mn)	Libellé commune	Libellé Siège de l'interruption	Libellé Cause de l'interruption	Nombre total de clients coupés
06/01/2011	645	ST-BRICE-COURCELLES	ligne aérienne: ligne à conducteurs isolés	élagage insuffisant	4
21/01/2011	636	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de	défaillance de matériel	11
09/02/2011	1003	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel	3
19/02/2011	1423	VERTUS	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel	2
25/02/2011	875	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de	défaillance de matériel	3
03/05/2011	742	LANDRICOURT	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel	33
12/05/2011	606	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de	défaillance de matériel	9
21/06/2011	627	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel	41
28/06/2011	990	VERDON	poste HTA/BT: partie BT	coup de foudre	12
28/06/2011	1080	ESCLAVOLLES-LUREY	ligne aérienne: conducteurs nus	cause inconnue: par orage	19
25/07/2011	620	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de	défaillance de matériel	21
27/11/2011	1139	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de	défaillance de matériel	46
05/12/2011	1741	REIMS	canalisation souterraine HTA ou BT: câble	défaillance de matériel	44
09/12/2011	617	POCANCY	canalisation souterraine HTA ou BT: boîte ide	défaillance de matériel	23

Il est à remarquer que sur ces 14 incidents, 11 sont intervenus sur le réseau souterrain pour des défaillances de matériel dont 6 sur des boîtes souterraines. Il serait intéressant que le concessionnaire nous permette d'accéder aux données relatives au suivi qualité des ouvrages. De plus, il est étrange de ne pas retrouver, entre autres, dans les incidents BT, celui qui est enregistré dans les fichiers HTA à la date du 21 août 2011 et qui endommagea le transformateur d'un poste de transformation.

La répartition du nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure est la suivante :



C'est la plage de coupure comprise entre 1 mn et 2 heures qui impacte le plus d'abonnés, 7 489 clients soit 58,69 % des clients coupés suite à incident.

Néanmoins, 271 clients ont supporté un temps d'interruption supérieur à 10 heures

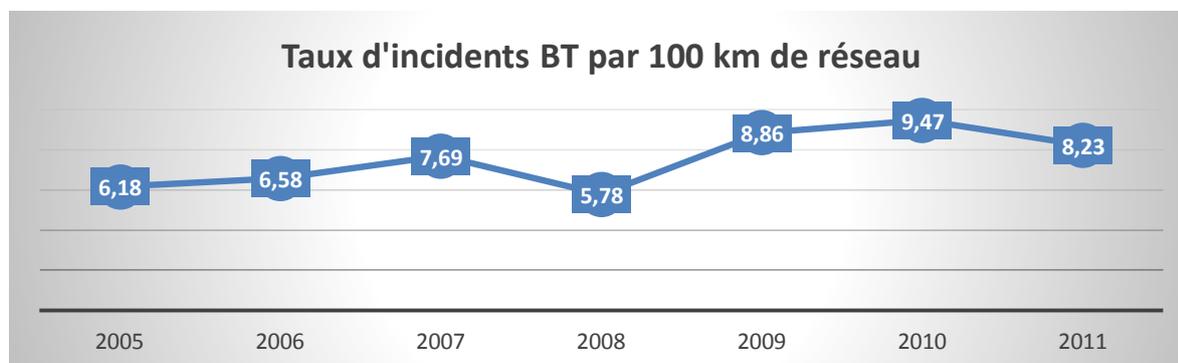
4.3.2.3. Taux d'incident par 100km de réseau BT

En 2011, il a été dénombré 378 incidents pour une longueur de réseau BT de 4 592,14 km.

Soit un taux d'incident T, aux 100 km de :

$$Ti = (378 * 100) / 4\ 592,14 = 8,23$$

On peut donc estimer une probabilité de 8,23 incidents pour 100 km de réseau.



Le taux d'incident pour 100 km, même s'il baisse par rapport à 2010, reste encore fortement éloigné du niveau de 2005.

4.3.2.4. Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Durée moyenne (mn)	Total clients coupés
canalisation souterraine BT seule: autres accessoires BT	3	0,79	76,67	63
canalisation souterraine BT seule: boîte de coupure souterrai. BT	7	1,85	283,29	244
canalisation souterraine BT seule: coffret hors sol BT	17	4,50	144,71	242
canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de dérivation	50	13,23	255,28	1 264
canalisation souterraine HTA ou BT: boîte de jonction	7	1,85	403,86	173
canalisation souterraine HTA ou BT: câble	61	16,14	263,30	1 818
incidents BT avec siège sur branchement BT	74	19,58	120,49	2 758
liaison aéro-souterraine: câble	7	1,85	166,71	240
ligne aérienne: accessoires de ligne à conducteurs isolés	1	0,26	180,00	72
ligne aérienne: armement	1	0,26	50,00	69
ligne aérienne: conducteurs emmêlés	7	1,85	99,71	179
ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	6	1,59	209,17	246
ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: Cu 14mm ²	8	2,12	364,75	128
ligne aérienne: conducteurs nus rompus sous attache: Cu 14mm ²	4	1,06	142,00	104
ligne aérienne: isolateur	3	0,79	107,67	141
ligne aérienne: ligne à conducteurs isolés	14	3,70	260,29	283
ligne aérienne: raccord, pont, bretelle	3	0,79	96,00	129
ligne aérienne: support	8	2,12	146,75	525
pas de dégât: éliminé avec manoeuvres	5	1,32	136,40	397
pas de dégât: éliminé sans manoeuvres	61	16,14	120,07	2 170
poste HTA/BT: partie BT	14	3,70	156,93	621
poste HTA/BT: partie HTA	9	2,38	162,00	470
poste HTA/BT: transformateur	8	2,12	188,00	425
Total	378	100,00	186,96	12 761

Soit la synthèse suivante :

Type de dégâts	Nombre	Temps de coupure	% du temps de coupure	Clients coupés
Câbles souterrains	145	36 325	51,40	3 804
Branchements BT	74	8 916	12,62	2 758
Liaisons aéro-souterraines	7	1 167	1,65	240
Lignes aériennes	55	11 098	15,70	1 876
Sans dégâts	66	8 006	11,33	2 567
Poste de transformation	31	5 159	7,30	1 516
Total	378	70 671	100,00	12 761

b) Répartition des incidents selon leur siège

Causes des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Durée moyenne (mn)	Total des clients coupés
autres travaux de tiers: anciens	4	1,06	279,00	91
autres travaux de tiers: en cours	67	17,72	138,96	2 363
cause inconnue: par circonstances atmosphériques normales	1	0,26	58,00	67
cause inconnue: par grand vent avec ou sans pluie	2	0,53	284,00	59
cause inconnue: par orage	3	0,79	508,67	31
cause non recherchée (réseau souterrain seulement)	2	0,53	120,50	11
chute d'arbre par tempête	1	0,26	380,00	24
condensation, inondation	4	1,06	226,75	191
conducteurs déréglés	3	0,79	97,33	53
coup de foudre	9	2,38	323,44	242
défaillance de matériel: autre défaillance	191	50,53	213,75	6 372
défaillance de matériel: défaillance protection	2	0,53	315,00	55
défaillance de matériel: défaut tirage, montage	1	0,26	314,00	5
dépassement de capacités électriques	19	5,03	98,16	837
effort anormal par très forte tempête de vent ou de pluie	4	1,06	143,75	118
élagage insuffisant	6	1,59	290,33	98
incendie	18	4,76	140,33	679
malveillance ou chasse	8	2,12	122,75	330
mise en sécurité	3	0,79	18,33	102
oiseaux	3	0,79	245,33	103
pollution, corrosion	4	1,06	134,50	181
projection de branches par vent	1	0,26	19,00	18
travaux d'abattage	3	0,79	164,67	66
véhicule	19	5,03	108,37	665
Total général	378	100,00	186,96	12 761

Soit la synthèse suivante

Type de dégâts	Nombre	% du total	Temps de coupure	% du temps de coupure	Total clients coupés
Travaux de tiers	71	18,78	10 426	14,75	2 454
Cause inconnue	8	2,12	2 393	3,39	168
Défaillance matériel	201	53,17	42 601	60,28	6 666
Mise en sécurité - Dépassement de capacité électriques	22	5,82	1 920	2,72	939
Véhicule - Corps étranger	19	5,03	2 059	2,91	665
Arbres et dérivés	10	2,65	2 616	3,70	188
Animaux	3	0,79	736	1,04	103
Autres causes	26	6,88	3 508	4,96	1 009
Aléas climatiques	18	4,76	4 412	6,24	569
total	378	100	70 671	100	12 761

Les incidents sur le réseau BT souterrain ont les causes suivantes :

Travaux de tiers	34
Cause inconnue	1
Défaillance de matériel	94
Mise en sécurité - Dépassement de capacités électriques	3
Véhicule - Corps étranger	7
Autres causes	6

Les incidents sur le réseau BT aérien ont les causes suivantes :

Travaux de tiers	3
Cause inconnue	3
Défaillance de matériel	22
Véhicule - Corps étranger	5
Arbres et dérivés	9
Animaux	2
Autres causes	5
Aléas climatiques	6

Pour les postes de transformation HTA/BT, les causes sont :

Cause inconnue	3
Défaillance de matériel	14
Mise en sécurité - Dépassement de capacités électriques	5
Véhicule - Corps étranger	1
Aléas climatiques	8

Comme pour les réseaux HTA, les défaillances de matériel sont la principale cause d'incidents sur les réseaux Basse Tension. Ils représentent, à eux seuls, 53 % du nombre d'incidents pour plus de 60 % du temps global de coupure. De plus, la majorité des incidents est intervenue sur le réseau souterrain (boîte de jonction/dérivation, câbles).

Il découle les mêmes interrogations que pour le réseau HTA. Le concessionnaire dispose de fichier de suivi de la qualité des boîtes et de leur mise en œuvre (qui, quand, où). Il serait intéressant qu'il mette à disposition du SIEM ce type d'information afin que nous puissions analyser si ces incidents viennent de défaut, de matériel, de conception, de mise en œuvre....

La deuxième cause d'incident reste les travaux de tiers à proximité des réseaux. Ils représentent 18 % du volume d'incident pour 14,75 % du temps de coupure et cela malgré les actions permanentes du concessionnaire vis-à-vis des entreprises de travaux public (entre autres).

Ces deux causes représentent 72 % du nombre d'incidents et 75 % du temps global de coupure. 2 axes de travail importants qui permettrait de faire baisser (très certainement) le volume d'incident, le temps de coupure et améliorerait le critère B dû aux réseaux Basse Tension.

4.4. Les contraintes électriques

4.4.1. Le réseau basse tension

Statistiquement parlant, 99,69% des abonnés sont desservis en énergie électrique dans des conditions satisfaisantes, d'après le compte rendu d'activité transmis.

C'est-à-dire que ces abonnés sont alimentés avec une tension électrique conforme au décret du 24 décembre 2007 et à son arrêté d'application de la même date relatif à la qualité de l'électricité.

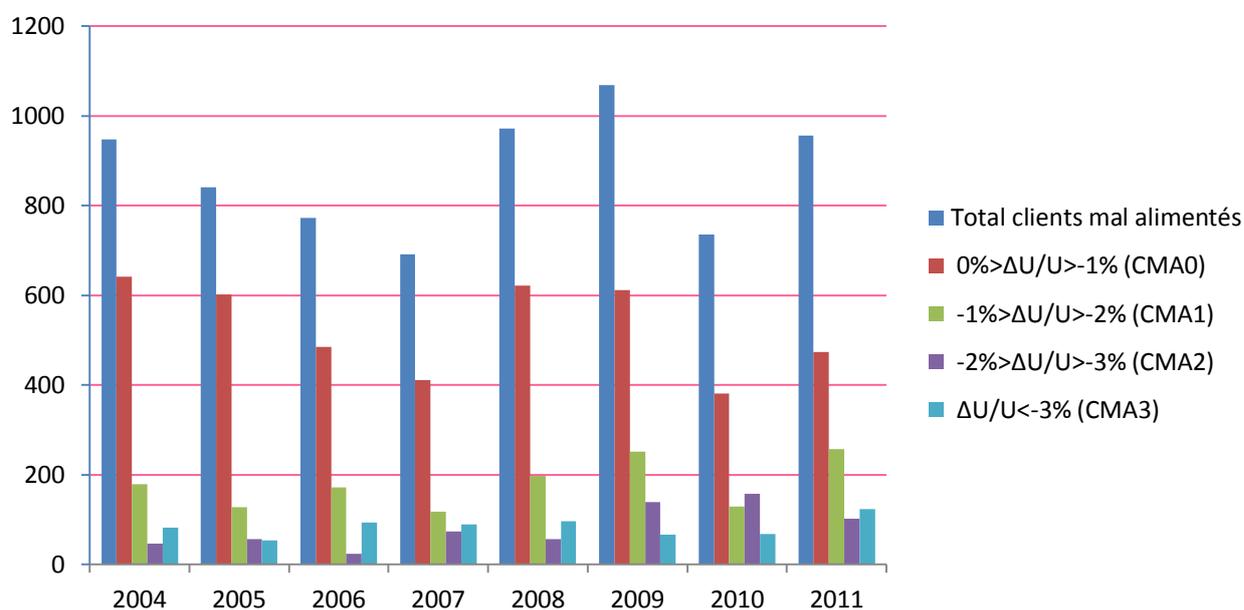
Ce dernier fixe la tension à 230 volts pour le courant monophasé et à 400 volts pour le courant triphasé, étant entendu que les tensions au point de livraison doivent être comprises entre 207 et 253 volts pour le monophasé ($-10% < \Delta < +10%$) et entre 360 et 440 volts pour le triphasé.

Toutefois, il demeure 956 points de livraison pour lesquels une attention particulière devra être portée. Ces chiffres sont issus de la GDO/SIG dont le SIEM constate des imperfections. En effet, chaque année, suite à des plaintes, ERDF effectue des mesures de tension sur le terrain et nous envoie des propositions de renforcement de réseaux dans des communes non signalées par la GDO/SIG.

Or, comme chaque année, certaines communes, non signalées comme ayant des clients mal alimentés, possèdent une partie de leur réseau basse tension en contrainte.

Le graphique ci-après, reprend le total des clients mal alimentés (CMA) depuis 2004, avec un détail de la répartition par plage de chute de tension :

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT PLAGE DE TENSION



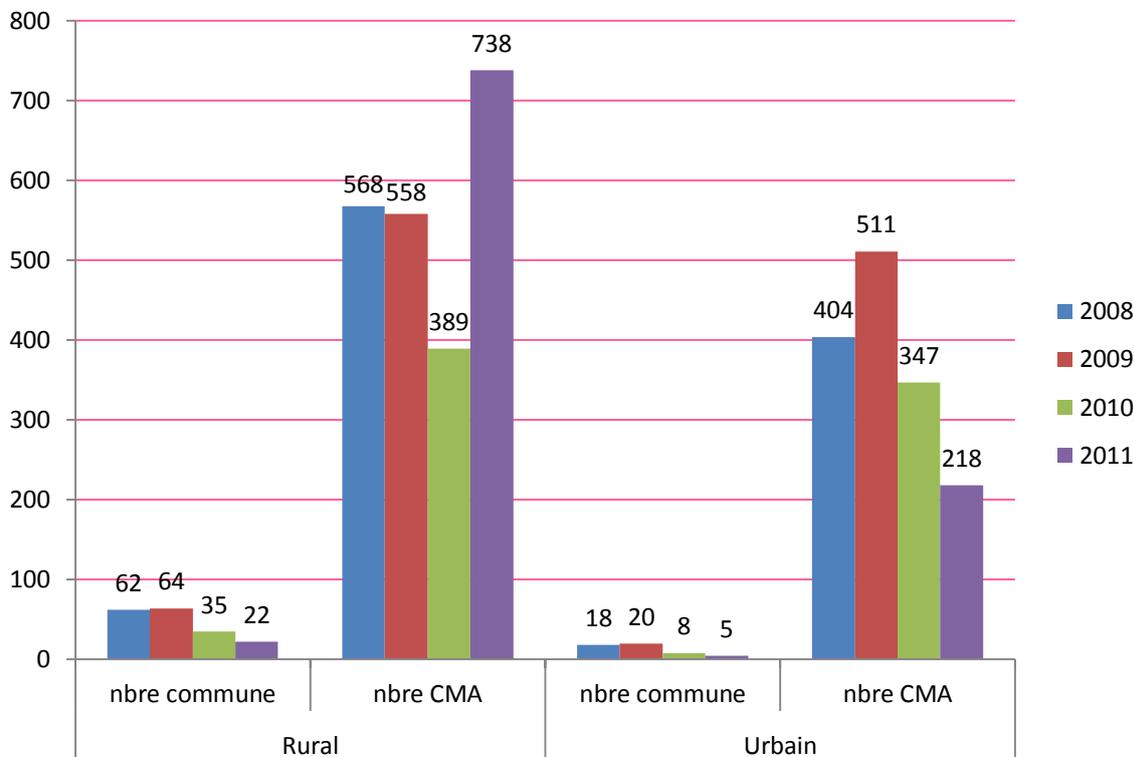
Une seule bonne nouvelle cette année avec le constat de baisse du nombre de CMA2 (-35% avec 56 usagers mal alimentés en moins).

Par contre, hausse de l'ensemble des autres classes de clients mal alimentés (CMA) :

- CMA0 : + 24% soit 93 usagers mal alimentés de plus,
- CMA1 : + 99,2% soit 128 usagers mal alimentés de plus,
- CMA3 : + 80% soit 55 usagers mal alimentés de plus.

Toutefois, même avec quelques imperfections, l'outil SIG reste un système performant qui dans le niveau de détail dans lequel la concession se trouve (956 abonnés mal alimentés soit 0,31 %) ne peut être exhaustif au détriment des abonnés concernés.

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT LE REGIME DE DISTRIBUTION



Le graphique ci-dessus permet de constater que le milieu urbain bénéficie d'une embellie (- 129 CMA soit -37%), alors que le milieu rural connaît une dégradation de la qualité de fourniture avec 89,7% de hausse de son nombre de clients mal alimentés (+349).

Néanmoins, ce graphe permet de constater également que, même si le nombre de CMA est en hausse, le nombre de communes rurales impactées est en baisse.

Après une analyse plus poussée de cette situation, nous nous sommes aperçu que les 22 communes impactées en 2011 étaient déjà recensées en 2010. C'est donc la situation du réseau de ces communes qui se trouve plus profondément dégradée.

Or, les consommations électriques du milieu rural ayant fort peu évoluées en 2011, la question est : « D'où viennent ces contraintes ? »

La réponse du concessionnaire : « il a été pris des précautions pour ce qui est des départs HTA raccordés sur les postes sources recevant de l'énergie éolienne. C'est-à-dire que les régleurs HTA ont été remis en position 20 000 V alors que l'année précédente, avec la mise en place du nouveau plan de tension, ces derniers avaient été réglés en position 20 800 V ».

L'année 2011 connaît donc une augmentation de chute de tension de 4% complémentaire, d'où une légère dégradation de la situation constatée sur le terrain...

Les départs HTA urbain n'ayant pas de raccordement éolien, les régleurs n'ont pas été modifiés et la situation existante n'a donc pas été dégradée.

Néanmoins, il est à rappeler au concessionnaire que des modifications annuelles des réglages de tension, même si elles sont compréhensibles, mettent le syndicat dans une position délicate.

Les renforcements de réseaux qui découlent de la constatation à l'année N de contraintes sur le réseau, sont en générale à l'origine de travaux. Ces travaux de renforcement sont pris en compte par le CAS FACE avec une programmation pluriannuelle et un démarrage de travaux à l'année N+1.

Or, les Syndicats ont une obligation de justification de la dépense d'argent public au CAS FACE, et, dans le cas où, au démarrage des travaux, les contraintes sur le réseau ont disparues suite à une modification technique du réseau, les sommes engagées ne sont plus éligibles au CAS FACE et les subventions perdues par l'autorité concédante.

Qui plus est, les opérations non retenues par le CAS FACE sont prise en charge sur le budget du Syndicat et dans le cas où ces contraintes ne sont que des contraintes « fantômes », car résorbées l'année suivante par des réglages réseaux, l'argent public engagé aura été mal utilisé.

Même si l'injection d'électricité issue des énergies renouvelables est considérée comme bénéfique, la gestion de cette dernière créée d'importantes contraintes pour le concessionnaire non comprises par le plus grand nombre d'utilisateurs et qui ne sont pas sans conséquence pour les syndicats comme le nôtre.

4.4.2. Le réseau haute tension (HTA)

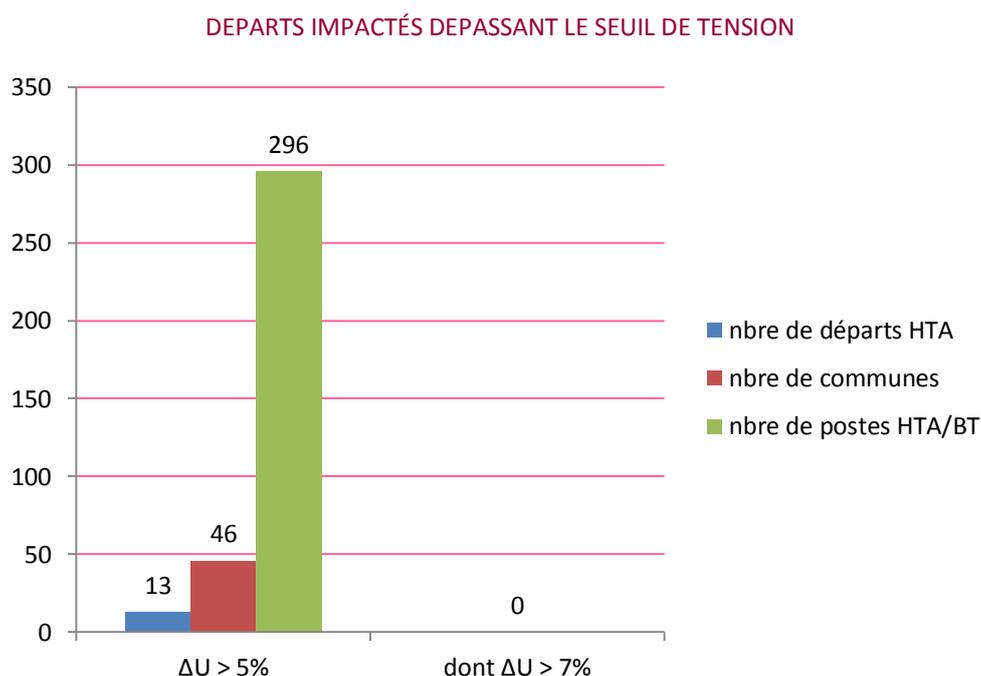
L'article 21 du cahier des charges de concession stipule que « les tolérances de variation de la fréquence et de la tension autour de leur valeur nominale seront celles admises pour la concession, à Electricité de France – Service national, du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) en énergie électrique ».

Le cahier des charges de concession du RAG dispose à cet égard que « la valeur de la tension fixée dans chaque contrat d'abonnement ne devra pas s'écarter de plus de 5%, en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension est inférieure à 60kV.... La tension mesurée au point d'utilisation en service normal ne devra pas elle-même s'écarter de plus de 7% en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure à 60kV ».

Sur le territoire de la concession, 96,24% des départements HTA entrent dans les tolérances du cahier des charges de concession.

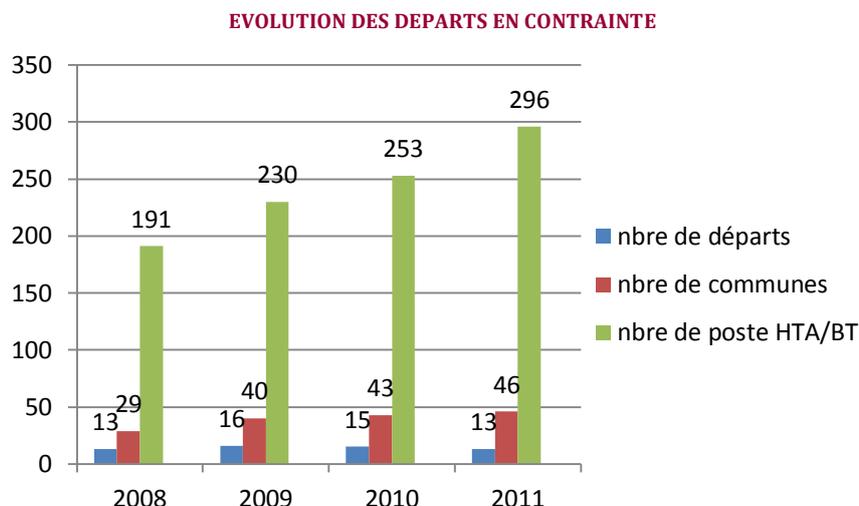
Il persiste cependant 13 départements qui ont atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension.

Ces 13 départements impactent 46 communes et 296 postes de transformation HTA/BT :



Il est à noter que cette année aucun départ HTA n'est signalé en contrainte de tension supérieure à 7 %.

La chute de tension constatée maximum est de 6,98%.



Le nombre de départements en contrainte est en légère baisse par rapport à l'année 2010, pour revenir à celui de 2008. Néanmoins, le nombre de poste subissant ces chutes est en net évolution ce qui amène à penser que la situation des départements impactés est en nette dégradation.

En effet, 3 départements (CRAMANT, EUROP et MURIG) ont quitté cette liste avec 17 postes impactés et un seul département entrant (CERNON) dans les départements en contraintes avec seulement 2 postes impactés, soit un total de 28 postes HTA/BT supplémentaires impactés sur les départements signalés en contraintes avant 2011.

De façon plus précise, les départements HTA en contrainte ($\Delta U/U > 5\%$) sont les suivants :

Nom du départ HTA/Commune	Nombre de postes HTA/BT du départ	Valeur max de la Chute de tension (%)
BERGER	19	5,614
BAYE	14	5,614
CHAMPAUBERT	4	5,449
CONGY	1	5,159
BRUSSO	18	6,754
ALLIANCELLES	2	6,559
BETTANCOURT-LA-LONGUE	3	6,754
HEILTZ-LE-MAURUPT	6	5,957
JUSSECOURT-MINECOURT	4	5,375
SOGNY-EN-L'ANGLE	2	6,093
VILLERS-LE-SEC	1	6,257
CERNON	2	5,837
BREUVERY-SUR-COOLE	1	5,837
COUPETZ	1	5,01
DAMERY	22	5,168
SAINT-MARTIN-D'ABLOIS	16	5,168
VINAY	6	5,156
HAUTVI	15	5,543
COURTAGNON	2	5,439
MARFAUX	3	5,543
NANTEUIL-LA-FORET	5	5,416
POURCY	4	5,495
SERMIERS	1	5,416

Nom du départ HTA/Commune	Nombre de postes HTA/BT du départ	Valeur max de la Chute de tension (%)
JONCHE	40	5,915
BRANSCOURT	3	5,888
COURCELLES-SAPICOURT	4	5,915
JONCHERY-SUR-VESLE	16	5,666
MONTIGNY-SUR-VESLE	1	5,31
PEVY	3	5,67
PROUILLY	9	5,636
VANDEUIL	4	5,179
LINTHE	25	6,979
CONNANTRE	25	6,979
MOURME	26	6,009
MOURMELON-LE-GRAND	26	6,009
ORBAIS	44	6,913
LA VILLE-SOUS-ORBAIS	9	6,614
LE BREUIL	13	6,913
ORBAIS-L'ABBAYE	17	6,454
VERDON	5	5,013
PARGNY	19	6,856
PARGNY-SUR-SAULX	16	6,856
SERMAIZE-LES-BAINS	3	5,698
PLEURS	42	6,946
ANGLUZELLES-ET-COURCELLES	5	6,676
COURCEMAIN	4	6,264
FAUX-FRESNAY	13	6,946
GRANGES-SUR-AUBE	7	6,633
MARIGNY	5	5,738
SAINTE-SATURNIN	3	6,212
THAAS	4	6,066
VOUARCES	1	6,402
QUEUEDE	13	5,741
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	5	5,611
LA CHAPELLE-LASSON	6	5,741
MARSANGIS	2	5,655
THIERR	11	5,342
CHALONS-SUR-VESLE	1	5,039
TRIGNY	10	5,342

	Départs déjà signalés en contrainte en 2007
	Départs déjà signalés en contrainte en 2008
	Départs déjà signalés en contrainte en 2009
	Départs déjà signalés en contrainte en 2010

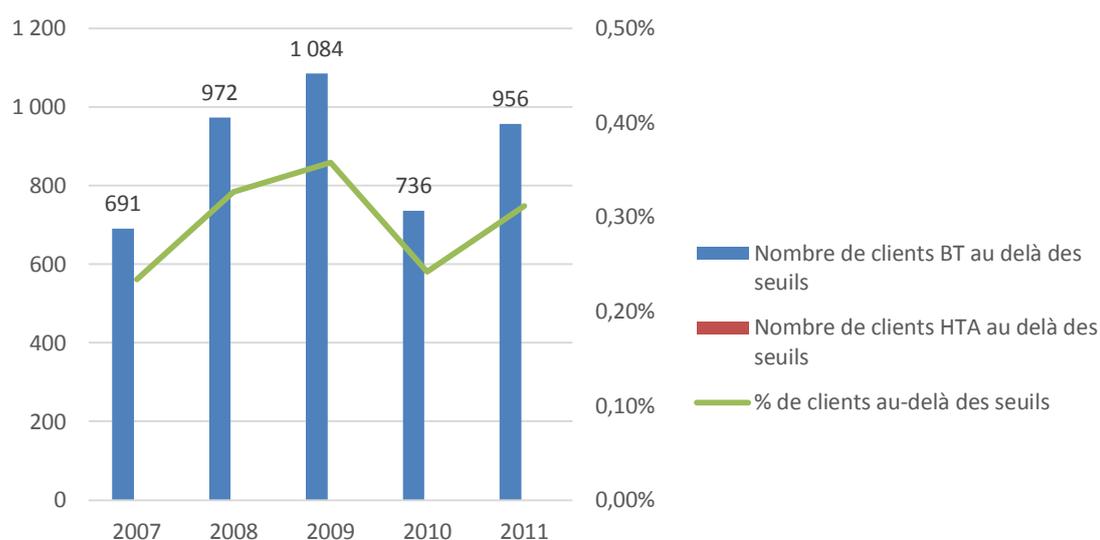
En conclusion, même si le constat qui est fait dans ce chapitre peut sembler négatif, il est important de signaler que le concessionnaire a augmenté fortement son niveau d'investissement pour l'amélioration du patrimoine en 2011, le portant à près de 17 millions d'euros contre 9,7 millions d'euros en 2010. Il est probable que ces investissements produiront leurs effets sur la qualité de la fourniture future. Le SIEM reconnaît l'effort financier engagé par son concessionnaire et l'incite à le poursuivre dans les années à venir.

4.5. Le décret qualité

ERDF a transmis dans les délais impartis les données imposées par le décret qualité.

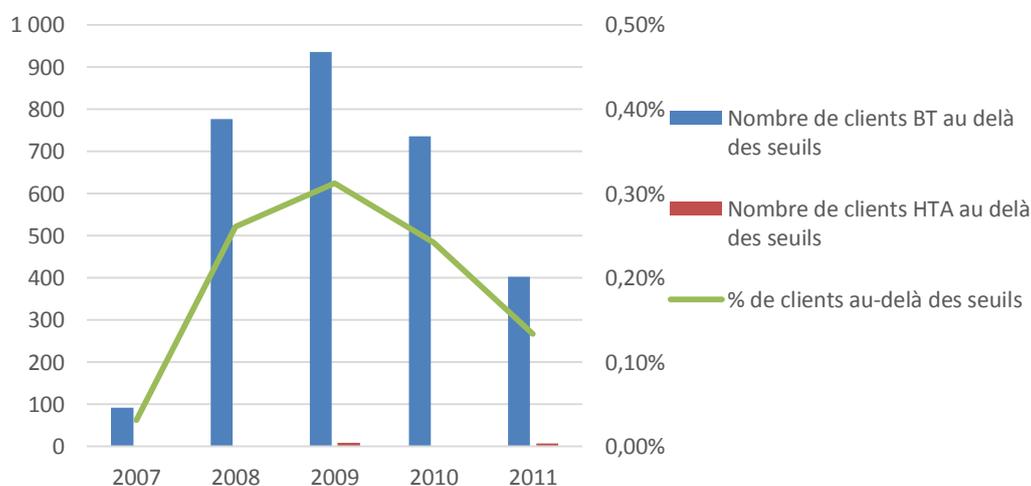
Tenue de la tension :

TENUE DE LA TENSION	2007	2008	2009	2010	2011
Nombre de clients BT au-delà des seuils	691	972	1 084	736	956
Nombre de clients HTA au-delà des seuils	0	0	0	0	0
% de clients au-delà des seuils	0,23%	0,33%	0,36%	0,24%	0,31%



Continuité de fourniture :

CONTINUITÉ DE FOURNITURE	2007	2008	2009	2010	2011
Nombre de clients BT au-delà des seuils	92	776	936	736	402
Nombre de clients HTA au-delà des seuils	0	1	8	0	7
% de clients au-delà des seuils	0,03%	0,26%	0,31%	0,24%	0,13%



V – LES USAGERS DE LA CONCESSION

5.1. Le nombre d'usagers

Les usagers de la concession sont les foyers ou les entreprises (TPE, PME et PMI) qui possèdent un contrat de distribution auprès d'ERDF. Pour la fourniture, l'usager peut choisir une offre aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) fournie par EDF ou opter pour une offre de marchés vendue par un distributeur alternatif (Poweo, Direct Energie, EDF branche commerce, GDF Suez, etc...).

Au 31 décembre 2011, le Compte Rendu d'Activité (CRAC) fait état de 308 003 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 Kva.

CLIENTS	Aux tarifs réglementés		Hors tarifs réglementés	TOTAL
	≤ 36 Kva	>36 Kva	< 250 kva	
Nombre de clients	274 479	3 438	30 086	308 003

Les clients par communes rurales ou urbaines (au sens de la distribution publique d'électricité) :

2011	Nombre de clients		TOTAL NOMBRE DE CLIENTS
	C5 (tarif bleu)	C4 (tarif jaune)	
RURAL	94 700	1 076	95 776
URBAIN	209 520	2 707	212 227
TOTAL	304 220	3 783	308 003

La concession compte 1 468 clients en injection (producteurs d'énergies renouvelables).

5.2. Les tarifs réglementés

Les tarifs réglementés

- ✓ Bleu pour les puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA,
- ✓ Jaune pour les puissances comprises entre 36 et 250 kVA.

Il est à noter que la loi NOME¹⁰ a pérennisé les tarifs réglementés « bleus » mais les tarifs « jaune » seront supprimés à partir du 31 décembre 2015.

Le tarif réglementé est fixé nationalement et correspond à :

- ❖ Une part fourniture,
- ❖ Une part Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité

Ce tarif est fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE.

Il doit garantir au gestionnaire de réseaux les moyens d'entretenir et de développer les réseaux dans des conditions satisfaisantes de sécurité de qualité et de rentabilité assurant leur pérennité.

Il est payé par le client à son fournisseur qui le reverse au gestionnaire de réseau.

¹⁰ Loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité

5.3. La satisfaction des clients

5.3.1. La satisfaction des clients

D'après le CRAC 2012 (sur les données 2011) le taux de satisfaction concernant la gestion du réseau de distribution est pour les seuls éléments transmis au niveau départemental :

- ❖ Satisfaction des clients particuliers : 92,8 %,
- ❖ Satisfaction des clients professionnels raccordés en BT (tarif jaune) : 91,3 %.

Les données relatives à la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente ne sont pas exploitables car elles sont à la maille de la région EDF¹¹.

Le SIEM n'est pas en mesure d'appréhender la pertinence des résultats de ces enquêtes de satisfaction. Peu d'usagers de l'énergie se tournent vers le syndicat pour solutionner leurs problèmes énergétiques.

Néanmoins, le SIEM souhaite attirer l'attention de son concessionnaire sur le fameux PDL, point de Livraison. Cette référence est réclamée à tous nouveaux usagers étonnés. Parfois, EDF renvoie pour l'obtention de ce numéro vers l'autorité concédante qui ne détient pas ce numéro. **Seul ERDF peut donner cette référence !**

5.4. Les usagers en difficulté

Le concessionnaire s'est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique au côté des pouvoirs publics. Il a axé sa démarche sur les impayés d'énergie et particulièrement sur le financement, l'accompagnement et la prévention.

Les fonds de solidarité logement

Gérés par les départements, ces fonds traitent l'ensemble des difficultés de paiement associés au logement, à l'eau, l'énergie et au téléphone. Le concessionnaire co-finance ces fonds dans le cadre de conventions signées dans chaque département par un ensemble de partenaires.

Sa participation pour 2011 est de 85 000 € pour le département. Ce fonds a permis d'apporter une aide financière à 856 clients au tarif bleu.

Le Tarif de Première Nécessité (TPN)

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) a été institué par le décret n°2004-325 du 8 avril 2004. Il est destiné aux personnes à faibles revenus qui ont un abonnement d'une puissance de 3 à 9kW. Cette aide est accordée pour un an et renouvelable. Elle se traduit par une réduction du prix de l'abonnement et des 100 premiers kWh/mois. Le taux de réduction est :

- ❖ De 30 % pour une personne seule,
- ❖ De 40 % pour un adulte avec enfant ou un couple avec enfant.
- ❖ De 50 % pour un couple avec 2 enfants.

En 2011, les clients cumulés du 1^{er} janvier au 31 décembre s'élèvent à 5 401 soit une baisse de 0,05 %

¹¹ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

VI – LES ELEMENTS FINANCIERS

6.1. La comptabilité des immobilisations en concession

La concession est composée d'un patrimoine électrique constitué notamment :

- ❖ Des réseaux BT et HTA
- ❖ Des postes de transformation,
- ❖ Des comptages,
- Des branchements,
- Des transformateurs,
- D'autres ouvrages (cellules, IACM, etc...).

Par la loi, ce patrimoine appartient au SIEM mais est inscrit dans la comptabilité d'ERDF qui a pour obligation d'enregistrer tous les travaux affectant ces biens, pose et dépose, dans ses fichiers. Cependant, les règles d'enregistrement du concessionnaire ne sont pas identiques suivant le maître d'ouvrage, ERDF ou SIEM, ou la catégorie des biens.

6.1.1. Les règles d'immobilisation

6.1.1.1. Les catégories des biens

Ils sont ouvrages localisés ou non localisés :

Les ouvrages localisés sont enregistrés individuellement. Ils sont rattachés à un lieu et ont un inventaire physique et comptable. Les ouvrages non localisés sont injectés dans un « grand pot » régional et restitués à chaque concession au prorata du nombre de ses abonnés.

Les ouvrages localisés sont :

Les terrains, les canalisations souterraines et aériennes, les postes de transformation et divers aménagements techniques.

Les ouvrages non localisés sont :

Les comptages, les branchements, les transformateurs et d'autres ouvrages concédés spécifiques.

Outre leur caractère localisable, ils sont aussi répertoriés en biens urbains ou d'électrification rurale (biens ER). Pour mémoire, les biens urbains, dit renouvelables, sont les ouvrages HTA, les transformateurs, les branchements et les compteurs **de toutes les communes de la concession** auxquels s'ajoutent les réseaux BT et les postes de transformation HTA/BT des communes urbaines au sens de la distribution d'énergie. A contrario, les biens d'électrification ruraux (ER), dits non renouvelables, sont les ouvrages du réseau BT et les postes de transformation HTA/BT des communes rurales.

6.1.1.2. L'enregistrement des ouvrages

ERDF pratique un amortissement industriel pour tous les ouvrages de la concession. Celui-ci vient en contrepartie d'un amortissement des droits du concédant figurant au passif de son bilan. Le concessionnaire pratique aussi un amortissement de ses propres financements et de ceux du concédant (SIEM), générateur de charges au compte de résultat.

Mais alors que tous les travaux financés par le concessionnaire sont amortis financièrement, seuls les biens urbains financés par le SIEM bénéficient de cet amortissement. Les biens ER sont remis à titre gratuit au concessionnaire. Pour information, pendant la durée de la concession, l'amortissement des ouvrages du SIEM ainsi que les éventuelles provisions pour renouvellement seront utilisés comme financement du SIEM lors des renouvellements d'ouvrages par ERDF.

Il est néanmoins à rappeler que contrairement aux actes d'ERDF, ni l'article 10, ni l'article 31 du cahier des charges ne font de distinction entre les biens financés par le concessionnaire et ceux financés par l'autorité concédante, pas plus qu'entre les biens ER et les biens urbains.

6.1.1.3. Les provisions pour renouvellement

Déjà expliquées dans le chapitre relatif à la motion du comité syndical, les provisions pour renouvellement ont pour but de pallier à l'augmentation du coût d'une immobilisation destinée à être renouveler. Elles sont annuellement passées en charge en plus de l'amortissement de cette immobilisation par le concessionnaire. Elles sont financées par l'utilisateur au travers du TURPE et permettent à ERDF de réduire leur impôt sur les bénéficiaires.

Spécificités des concessions, elles sont des biens de retour, c'est-à-dire qu'elles reviendront à l'autorité concédante en fin de concession. Néanmoins, et malgré le cahier des charges, cela n'a jamais semblé être le souhait du concessionnaire. L'allongement des durées de vie des ouvrages ainsi qu'un nouveau mode de calcul entrevu dans le CRAC 2011 (mais pas encore chiffré) laisse à penser que les provisions sont de plus en plus menacées et que leur solde va fondre comme neige au soleil.

Mais, ces décisions reposent la question de la permanence des méthodes comptables et du respect du cahier des charges de concession.

6.1.1. Les règles d'immobilisation particulières

A ces règles générales, s'appliquent d'autres usages particuliers notamment lors de travaux d'effacement conjoints SIEM-ERDF pour les câbles HTA. ERDF prend à sa charge la fourniture des câbles et le SIEM, la plus-value pour le déroulage des câbles, la surlageur des tranchées et les différents raccordements.

D'un point de vue comptable, ERDF a toujours expliqué, d'une part enregistrer en charge de fonctionnement la fourniture du câble et d'autre part effectuer une mise en concession des travaux pour le SIEM dans les fichiers patrimoniaux. Toutes les opérations jusqu'au 31/12/2010, sauf erreurs ou oublis, ont été enregistrées ainsi.

Pour exemple, ci-dessous, données extraites du fichier 2301 arrêté au 31/12/2010 relatif aux canalisations HTA :

INSEE	Communes	Année MES ⁽¹⁾	Mise en concession par le SIEM		Qté	OBSERVATION
			Total	dont participation ERDF		
51573	TINQUEUX	2009	21 596		238	Article 09-200 - 238 m de câble HTA fourni
51079	BOUZY	2008	40 000		623	Article 07-330 - 623 m de câble HTA fourni
51576	TOURS/MARNE	2008	6 303		84	Article 07-330 - 84 m de câble HTA fourni

(1) MES : Mise en service

Et même lors d'inversion comme ci-dessous où des travaux sont enregistrés sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF avec participation d'un tiers.

INSEE	Commune	ANNEE MES	Mise en concession par ERDF		Qté
			Total	dont Participation Tiers	
51199	CUCHERY	2009	126 344	126 344	1 523

L'anomalie est réparée l'année suivante. Car le tiers était le SIEM. Cet enregistrement concernait le réseau HTA des travaux de l'article 08-076 dont 1 449 m ont été fournis par ERDF et 74 m apportés par le SIEM. Tous les câbles ont été posés par le syndicat. Selon la règle en vigueur chez ERDF, les travaux sont sous la maîtrise d'œuvre du SIEM.

Les données extraites du fichier 2301 arrêtés au 31 décembre 2011

Commune	Code maîtrise d'ouvrage	Année de mise en concession	Quantité	Total mis en concession
51199	SIEM	2011	1523	126 344,00
51199	EDF	2011	0	-126 344,00

Ces extraits du fichier 2301 montrent qu'ERDF a toujours pour les travaux conjoints procédé ainsi. Pourtant dans ce même fichier sont apparues pour un dossier commun une part financée par le SIEM et une part financée par ERDF qui doit correspondre à la fourniture du câble. Cette décision du concessionnaire qui semble se généraliser pour tous les dossiers conjoints modifie l'un des principes essentiels de la comptabilité, la permanence des méthodes comptables. Il est possible, en outre, de s'interroger sur le fait qu'une fourniture imputée en charge de fonctionnement à son achat puisse devenir par la suite immobilisation du domaine concédé.

6.2. La valeur du patrimoine

La valeur des ouvrages localisés et non localisés de la concession (d'après les données ERDF)

<i>Montants en euros</i>	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Valeur brute d'actif	450 641 786,21	172 765 613,82	623 407 400,03
Amortissement industriel	171 453 730,84	102 689 629,37	274 143 360,21
Valeur nette comptable	279 188 055,37	70 075 984,45	349 264 039,82
Valeur de remplacement	633 993 809,33	226 498 047,85	860 491 857,18
Provisions pour renouvellement	76 326 333,49	25 927 974,81	102 254 308,30

A cette valeur, il faut ajouter les travaux non enregistrés (voir annexe 4).

Evolution du patrimoine (en euros)

<i>Montants en euros</i>	2010	2011	ECART
Valeur brute d'actif (VBA)	593 663 272,59	623 407 400,03	29 744 127,44
Amortissement industriel (AMORT)	227 912 244,86	274 143 360,21	46 231 115,35
Valeur nette comptable (VNC)	365 751 027,73	349 264 039,82	-16 486 987,91

6.2.1. Les ouvrages localisés

Les ouvrages localisés sont, entre autres, les réseaux Basse Tension (BT) et Haute Tension de type A (HTA) ainsi que les postes HTA/BT. Ils sont identifiés et valorisés communes par communes.

La répartition par type d'ouvrages (d'après le fichier ERDF 2901)

<i>Montants en euros</i>	VBA	AMORT	VNC
Terrains (nus + bâtis)	47 861,70		47 861,70
Canalisations souterraines	316 301 960,13	92 926 812,33	223 375 147,80
Canalisations aériennes	74 569 685,44	46 221 545,17	28 348 140,27
Postes de transformation HTA/BT	54 173 400,52	29 729 169,69	24 444 230,83
Aménagements techniques	1 743 150,04	1 068 943,75	674 206,29
Autres ouvrages localisés	3 691 926,65	1 462 698,23	2 229 228,42
Autres	113 801,73	44 561,67	69 240,06
TOTAL	450 641 786,21	171 453 730,84	279 188 055,37

Dans la rubrique « autres (transformateurs, etc..) » se trouve des ouvrages qui ne doivent pas avoir leur place dans ces ouvrages localisés comme la dépollution au PCB des transformateurs.

6.2.2. Les ouvrages non localisés (d'après le fichier ERDF 2911)

Les ouvrages non localisés sont les branchements, les comptages et transformateurs. Ils sont attribués à chaque concession non pas en fonction des travaux mais au prorata de ses clients par rapport aux clients de sa région de rattachement dans le cas présent, la région EST.

La répartition par type d'ouvrages

Montants en euros	VBA	AMORT	VNC
Comptages	30 855 716,15	18 597 693,44	12 258 022,71
Branchements	118 857 373,97	39 750 347,49	79 107 026,48
Transformateurs	19 989 467,85	10 507 161,80	9 482 306,05
Divers	3 063 055,86	1 220 781,72	1 842 274,14
TOTAL	172 765 613,82	70 075 984,45	102 689 629,37

Comme ils sont non localisés, ces biens sont gérés par la méthode de gestion des stocks FIFO (First In First Out), c'est-à-dire premier entré, premier sorti qui ne tient pas compte de la réalité du terrain.

6.3. Le financement du patrimoine

L'augmentation de la valeur du patrimoine provient de la mise en concession d'ouvrages neufs, construits soit sous la maîtrise d'ouvrage du SIEM soit sous celle d'ERDF, avec des financements SIEM, ERDF ou de particuliers.

Tous les ans, ERDF transmet deux fichiers, appelé 2301 et 2311, qui reprennent tous les enregistrements annuels de travaux en précisant le maître d'œuvre et les financeurs.

Ces fichiers s'établissent autour des deux maîtres d'ouvrage, ERDF et le SIEM. A cela, s'ajoute les financements qu'ils ont reçus pour les travaux, c'est-à-dire :

- ❖ Pour ERDF, la contribution financière des tiers (particuliers ou professionnels) souhaitant une extension, un renforcement ou un raccordement notamment photovoltaïque.
- ❖ Pour le SIEM, outre la contribution des tiers, il s'agit des participations d'ERDF prévues dans l'article 8 du cahier des charges de concession et plus récemment de la PCT, Part Couverte par le Tarif. Ces sommes apparaissent comme financement du concessionnaire dans le droit du concédant.

Les investissements 2011

	ERDF	SIEM (dont tiers)	TOTAL
Ouvrages localisés (2301)	10 099 654,52	14 250 126,21	24 349 780,73
Ouvrages non localisés (2311)	5 134 635,61	2 436 459,96	7 571 095,57
Total	15 234 290,13	16 686 586,17	31 920 876,30

Ce tableau reprend les données des deux fichiers précités. Il faut cependant ne pas oublier les travaux non encore enregistrés qui devraient figurer dans ce tableau. De plus, le fichier 2301 a suscité des questions qui n'ont pas encore reçues de réponses. A la décharge d'ERDF, il faut noter que le travail entrepris par le concessionnaire pour corriger les inversions de maître d'ouvrage se poursuit et celui-ci ne facilite pas la compréhension de ce fichier. Le changement de présentation des données du fichier 2301 n'aide pas non plus à l'appréciation des données.

6.4. Le droit du concédant et la fin de concession

6.4.1. Le droit du concédant

Le droit du concédant correspond à l'obligation faite au concessionnaire de remettre les biens en fin de concession à l'autorité concédante.

Il se calcule comme suit :

$$\text{Le total « droit du concédant »} = \text{Droits en nature (valeur nette comptable)} - \text{Créances en espèces vis-à-vis du concédant (financement ERDF)} + \text{Dette en espèce vis-à-vis du concédant (financement SIEM)}$$

Les droits du concédant correspondent à :

❖ **Droits en nature :**

Ils correspondent à l'obligation faite au concessionnaire de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession), quel que soit son mode de financement. C'est la notion même de bien de retour en régime DP.

❖ **Créance du concessionnaire sur le concédant (dette du SIEM) :**

Elle est exigible en fin de concession et correspond à la Valeur Nette Comptable (VNC) résiduelle des biens financés par le concessionnaire (revalorisée au TMO) **dont la contribution à l'article 8 du cahier des charges de concession et la PCT, Part Couverte par le Tarif.**

❖ **Dette en espèce vis-à-vis du concédant (dette d'ERDF) :**

Elle est exigible en fin de concession et correspond à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé par le concessionnaire pour les biens financés par le concédant (ou participation de tiers (communes ou particuliers)). Lors du renouvellement de ces biens par le concessionnaire au cours de la concession, cette dette est considérée comme financement du concédant sur les nouveaux biens.

	ouvrages localisés	ouvrages non localisés	total
Droit en nature	279 169 407,37	102 689 628,93	381 859 036,30
Financement ERDF(*)	117 130 567,13	40 908 764,02	158 039 331,15
Financement SIEM	50 954 025,34	37 685 758,06	88 639 783,40
Droit du concédant	212 992 865,58	99 466 622,97	312 459 488,55

(*) A revaloriser au TMO (Taux du Marché Obligataire)

6.4.2. Le ticket de sortie

Ce terme est utilisé pour dresser, en fin de concession, un bilan des biens de chacun des protagonistes du contrat (ERDF, SIEM).

$$\text{Le ticket de fin de concession} = \text{Financement ERDF} - \left[\text{Financement SIEM-vis-à-vis du concédant} + \text{Provisions pour renouvellement non utilisées} \right]$$

Si le ticket est :

- ❖ positif, c'est une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire,
- ❖ négatif, c'est une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant.

Avec les chiffres arrêtés au 31 décembre 2011 et transmis par le concessionnaire, le ticket de sortie serait :

	ouvrages localisés	ouvrages non localisés	total
Financement ERDF(*)	117 130 567,13	40 908 764,02	158 039 331,15
Financement SIEM	50 954 025,34	37 685 758,06	88 639 783,40
Provisions	76 326 333,49	25 927 974,81	102 254 308,30
ticket de sortie	-10 149 791,70	-22 704 968,85	-32 854 760,55

(*) A revaloriser au TMO (Taux du Marché Obligataire)

ANNEXES AU RAPPORT DE CONTROLE

ANNEXE 1 : MOTION DU COMITE SYNDICAL



DATE DE CONVOCATION
NOMBRE DE DELEGUES EN EXERCICE : 49 PRESENTS : 32 VOTANTS : 32 N°166-12
OBJET : Motion du Comité Syndical relative à l'allongement des durées de vie des ouvrages par ERDF

ORIGINAL

ACTE REÇU L
26 DEC. 2012
PREFECTURE DE LA MARNE
D. R. C. E.

EXTRAIT DU REGISTRE DES DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL

L'an deux mille douze, le **17 Décembre** à 14h30, légalement convoqué le 29 Novembre, **Le Comité Syndical** s'est réuni dans les locaux du SIEM, 2 place de la Libération à CHALONS EN CHAMPAGNE, sous la présidence de M. Pascal DESAUTELS.

Christophe CORBEAUX, Vice-Président,

MM. Gilbert BARABAN, Francis BLIN, François BOITEUX, Pascal BOUXIN, Jean-Pierre CADET, Raymond OURIET (suppléant de Charles DE COURSON), Jean-Louis DELUZE, Jean-Louis DEVAUX, Jean-Claude GUERINEAU, Henri GUINAND, René HANOT, Jean HUGUIN, Philippe MAUSSIRE (suppléant de Dominique LEVEQUE), Bruno LOMBARD, Jean-Louis MABIRE, Daniel MAIRE, René MAIZIERES, Olivier MEUNIER, François MOURRA, Mme Colette PASQUET, MM. Claude PERDREAU, Pascal PERROT, Alain PEUCHOT, Jean-Pierre PINON, Jacques RAGUET, Jean-Claude COLLINET (suppléant d'Hervé RENAULT), Bruno ROULOT, Bernard ROUSSEAU, Alphonse SCHWEIN, Claude SIMON, membres.

Etaient excusés :

M. Jean-Pierre BOUQUET, Mme Rachel PAILLARD, Vice-présidents

MM. Hubert ARROUART, Régis BOURGOIN, Francis FLOQUET, Mme Catherine GIRALDO, MM. Michel GUILLOU, Philippe HEMBISE, Maurice HENRIAT, Jean LE FOLLEZOU, Christophe LEDOUX, Christian LEMOINE, Frédéric LEPAN, Jean-Pierre MASIUK, Bernard ROCHA, Janick SIMONNET, Sébastien VACELLIER, membres.

Réuni le 17 décembre 2012, le Comité Syndical

Vu la décision adoptée par ERDF, sans aucune concertation avec le SIEM, de reporter de 40 à 50 ans la durée de vie des canalisations basse tension aériennes torsadées.

Vu la perte des provisions sur les ouvrages dont le renouvellement est maintenant porté après le terme de la concession.

Vu l'impact financier immédiat pour la concession, de cette reprise mécanique des provisions, soit 2,4 millions d'euros effacés du financement des travaux de renouvellement et transférés dans les résultats exceptionnels d'ERDF.

Vu la poursuite par le concessionnaire dans les années à venir, toujours sans aucune concertation avec l'autorité concédante, de l'allongement des durées de vie des autres ouvrages immobilisés.

Vu les conséquences financières que produira cette décision au terme de la concession pour le SIEM, augmentation artificielle de sa dette, baisse de sa créance envers le concessionnaire et diminution des provisions pour renouvellement sans pour autant être assuré d'avoir un patrimoine renouvelé.

Vu les rapports des chambres régionales des comptes qui ont constaté de nombreuses modifications dans les modalités d'amortissement des biens concédés par ERDF, ce qui d'une part est contraire au principe de la permanence des méthodes comptables et d'autre part ne facilite pas le contrôle de l'autorité concédante sur le concessionnaire.

Vu que l'allongement de la durée de vie de certains ouvrages contrevient également, aux décisions prises quant aux durées d'amortissement prévues pour la période tarifaire TURPE3 pour laquelle la CRE s'était prononcée en prenant en compte des durées de vie normatives d'ouvrages de 30 à 40 ans.

Vu l'annulation par le Conseil d'Etat de ce même TURPE 3 à l'un des motifs que les provisions de renouvellement ne sont pas des capitaux propres du concessionnaire mais des fonds payés par l'utilisateur à travers sa facture d'énergie.

Considérant qu'il convient de veiller à ce que l'utilisateur ne soit pas amené, en cas de reprise de ces dernières dans les résultats du concessionnaire, à supporter une seconde fois le coût du renouvellement des ouvrages par des revalorisations tarifaires ou une indemnité de sortie de contrat surévaluée.

Certifie le caractère
exécutoire de la présente
délibération transmise à la
Préfecture le

21 DEC. 2012

Conteste

- Le prolongement de la durée d'amortissement des ouvrages concédés qui a été opéré par ERDF, sans concertation préalable, tant au niveau national que local et les modifications financières qui en découlent.

Constate

- Une procédure opaque pour cet allongement des durées de vies des canalisations basse tension torsadées et le manque d'informations de la part du concessionnaire vis-à-vis du SIEM.

Demande

- Plus de transparence sur les pratiques comptables du concessionnaire surtout lorsque celles-ci, sous couvert d'améliorations techniques, interfèrent durablement sur l'équilibre économique du contrat de concession et sur les intérêts des usagers.
- à ERDF de produire annuellement à l'autorité concédante un rapport détaillé et circonstancié sur la constitution, l'évolution et l'utilisation des provisions pour renouvellement relatives aux ouvrages de la concession du SIEM.
- à ERDF de revenir sur sa décision de modification des durées de vie comptable des ouvrages en câble torsadé.

Après en avoir délibéré, le Comité syndical,

- adopte la motion telle qu'elle est présentée par le Président.
- donne pouvoir au Président de saisir Madame la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, Monsieur le Préfet de la Marne, Mesdames et Messieurs les Parlementaires de la Marne, Monsieur le Président du Comité des Finances Locales de la Direction Générales des Collectivités Locales, Monsieur le Directeur de la Direction Générale des Finances Publiques, Monsieur le Président de la commission de Régulation de l'Energie, Monsieur le Président de la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies et Monsieur le Président de l'Association des Maires de France.

Fait et délibéré en séance les jour, mois et an que dessus et ont signé au registre tous les membres présents.

Pour extrait conforme
Le Président



P. DESAUTELS

ANNEXE 2 : Réponse de Mme BELLON Présidente du Directoire d'ERDF



Michèle Bellon
Présidente du Directoire

SIEM
Reçu le
03 MAI 2013

Monsieur Pascal DESAUTELS
Président du Syndicat Intercommunal
d'Énergies de la Marne
2, place de la Libération
51000 CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE

Paris la Défense, le 23 avril 2013.

Monsieur le Président,

Vous avez attiré mon attention sur la motion adoptée, le 17 décembre 2012, par le Comité syndical du Syndicat Intercommunal d'énergies de la Marne.

Il me semble important de relever un certain nombre d'éléments exposés dans votre courrier ou dans la motion que vous m'avez transmise.

En premier lieu, je tiens à rappeler l'article 10 du cahier des charges qui prévoit une obligation de constituer des provisions pour renouvellement. Pour autant cet article ne précise ni les modalités, ni le rythme de constitution de ces provisions. Celles-ci découlent de constats techniques, dont la comptabilité doit tenir compte, ERDF étant d'ailleurs soumise au contrôle des commissaires aux comptes.

Dans ce cadre, les résultats des analyses techniques menées en 2011 ont conduit l'entreprise publique à constater que certains équipements avaient une durée de vie supérieure à celle qui avait été anticipée. Ainsi, les durées de vie des câbles aériens torsadés basse tension ont été ré-estimées de 40 à 50 ans.

En vertu des obligations comptables auxquelles est soumise ERDF, la durée de vie constatée des ouvrages doit être prise en compte dans la comptabilité. Une revue à la baisse du niveau de provision ne fait que traduire le fait que l'ouvrage, ayant une durée d'utilité plus longue que prévue initialement, n'a effectivement pas de raison de se voir renouvelé avant le terme du contrat.

De plus, le constat du changement de durée de vie ne modifie pas les flux financiers pour l'autorité concédante, ni ne modifie sa situation financière. Le code général des collectivités territoriales prévoit que les recettes de la section d'investissement soient suffisantes pour couvrir le remboursement en capital des annuités d'emprunt qui arrivent à échéance en cours d'exercice.

Les modifications des modalités d'amortissement pratiquées dans les comptes d'ERDF sont de fait neutres sur cette condition d'équilibre financier. De même, le montant des redevances versées par ERDF aux autorités concédantes est assis sur d'autres éléments. Il n'y a pas non plus de modification de la dette du syndicat.

Il n'y a donc ainsi aucun changement de méthode comptable, ni infraction aux obligations contractuelles qui nous lient.

Je constate par ailleurs d'autres incompréhensions dans ce qui est exposé dans la motion que vous m'avez transmise. Ainsi, à titre d'exemple, il me semble utile de rappeler que le moindre amortissement annuel (en raison de la durée plus longue constatée) conduit à un niveau de charge couvert par le tarif plus faible. Cette maîtrise du tarif, acquitté in fine par le consommateur, ne contrevient ainsi à aucune décision du régulateur. Quant à l'annulation par le Conseil d'Etat de la décision TURPE 3 arrêtée par les pouvoirs publics, elle ne fait aucunement référence à des provisions payées par l'utilisateur, mais est basée sur une erreur de droit commise par l'Etat.

Je relève néanmoins la nécessité de vous apporter, dans un esprit de transparence, tout l'accompagnement nécessaire afin de vous permettre de bien apprécier le contexte et la portée des travaux menés par ERDF.

Il convient ainsi de poursuivre la démarche de présentation et d'explicitation des éléments portés à la connaissance de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) le 28 juin 2012, et qui vous ont été exposés lors de la présentation du compte-rendu d'activité (CRAC) le 13 juillet 2012.

Je demande donc à M. Dapogny, directeur territorial pour la Marne, de vous rencontrer dès que possible de façon à prolonger et préciser les explications du présent courrier. Il pourra également vous faire part des études techniques menées actuellement et des premiers résultats de celles-ci.

Je suis résolument attachée à préserver la concertation qui doit animer notre relation dans l'intérêt de l'ensemble des usagers du service public de la distribution d'électricité, à la fois national et local, et dont les caractéristiques et les avantages ont été récemment exposés par la Cour des comptes dans son rapport public annuel.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de toute ma considération.



ANNEXE 3 : LETTRE DE MME BELLON ET ANALYSE DU SIEM

Lettre de Madame BELLON	Analyse du SIEM
<p>En premier lieu, je tiens à rappeler l'article 10 du cahier des charges qui prévoit une obligation de constituer des provisions pour renouvellement. Pour autant cet article ne précise ni les modalités, ni le rythme de constitution de ces provisions. Celles-ci découlent de constats techniques, dont la comptabilité doit tenir compte, ERDF étant d'ailleurs soumise au contrôle des commissaires aux comptes.</p>	<p>L'article 10 dit aussi que tous les ouvrages sont à provisionner ce qui n'est pas le cas.</p>
<p>Dans ce cadre, les résultats des analyses techniques menées en 2011 ont conduit l'entreprise publique à constater que certains équipements avaient une durée de vie supérieure à celles qui avait été anticipée. Ainsi, les durées de vie des câbles aériens torsadés basse tension ont été ré-estimées de 40 à 50 ans.</p>	<p>Petit mensonge pour un marché de dupes, car dès 1993 et la signature du contrat, le réseau CPA apparaissait comme un réseau sûr et ne nécessitant pas avant longtemps un renouvellement. Mais il a été néanmoins jugé d'attribuer une durée de vie de 40 ans et de le faire provisionner. Et ainsi de faire payer par l'usager cette provision qui devait terminer dans les résultats exceptionnels d'ERDF.</p>
<p>En vertu des obligations comptables auxquelles est soumise ERDF, la durée de vie constatée des ouvrages doit être prise en compte dans la comptabilité. Une revue à la baisse du niveau de provision ne fait que traduire le fait que l'ouvrage, ayant une durée d'utilité plus longue que prévue initialement, n'a effectivement pas de raison de se voir renouvelé avant le terme du contrat.</p>	<p>Heureusement que la loi de 2004 existe.</p>
<p>De plus, le constat du changement de durée de vie ne modifie pas les flux financiers pour l'autorité concédante, ni ne modifie sa situation financière. Le code général des collectivités territoriales prévoit que les recettes de la section d'investissement soient suffisantes pour couvrir le remboursement en capital des annuités d'emprunt qui arrivent à échéance en cours d'exercice.</p>	<p>Nous n'avons jamais dit ça. Cette décision modifie juste les comptes de fin de concession entre l'Autorité Concédante et son concessionnaire.</p>
<p>Les modifications des modalités d'amortissement pratiquées dans les comptes d'ERDF sont de fait neutres sur cette condition d'équilibre financier. De même, le montant des redevances versées par ERDF aux autorités concédantes est assis sur d'autres éléments. Il n'y a pas non plus de modification de la dette du syndicat.</p>	<p>Ce n'est pas vrai sur la fin de concession. Et ce n'est pas vrai non plus pour les résultats exceptionnels d'ERDF. De plus, nous n'avons jamais mentionné les redevances.</p>
<p>Il n'y a donc ainsi aucun changement de méthode comptable, ni infraction aux obligations contractuelles qui nous lient</p>	<p>Pourtant, il y a changement puisqu'à chaque décision de changement de durée de vie, les provisions pour renouvellement qui sont contractuelles et qui doivent permettre au SIEM de faire face aux travaux de renouvellement après la fin de concession, diminuent !</p>
<p>Je constate par ailleurs d'autres incompréhensions dans ce qui est exposé dans la motion que vous m'avez transmise. Ainsi, à titre d'exemple, il me semble utile de rappeler que le moindre amortissement annuel (en raison de la durée plus longue constatée) conduit à un niveau de charge couvert par le tarif plus faible. Cette maîtrise du tarif, acquitté in fine par le consommateur, ne contrevient ainsi à aucune décision du régulateur. Quant à l'annulation par le Conseil d'Etat de la décision TURPE 3 arrêtée par les pouvoirs publics, elle ne fait aucunement référence à des provisions payées par l'usager, mais est basée sur une erreur de droit commise par l'ETAT.</p>	<p>La CRE a évalué le coût moyen pondéré du capital (CMPC) d'ERDF comme si son passif avait été constitué de 40 % de capitaux propres et 60 % de dettes. Mais ERDF n'a pas de dettes financières et l'essentiel de ses ressources consiste dans les "droits des concédants" et les "provisions pour renouvellement" qui sont des sommes apportées par les collectivités locales et les usagers et qui ne couvrent donc rien en intérêt. Le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 3 au seul motif que la CRE aurait dû considérer que "les comptes spécifiques de concessions" et les "provisions pour renouvellement des immobilisations" constituaient des dettes inscrites au passif d'ERDF et à ce titre, ne devaient pas être pris en compte pour déterminer le coût moyen pondéré du capital (CMPC).</p>
<p>Je relève néanmoins la nécessité de vous apporter, dans un esprit de transparence tout l'accompagnement nécessaire afin de vous permettre de bien apprécier le contexte et la portée des travaux menés par ERDF.</p>	<p>Que ses paroles soient suivies d'actes !</p>

ANNEXE 4 : Travaux pas ou mal enregistrés

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51003	AIGNY	11-021	Alimentation du Lotissement "La Grande Croix"	20/10/2011
51007	AMBONNAY	05-093	Effacement de réseau - rue Saint Vincent	21/10/2005
51014	ARCIS LE PONSART	08-034	Extension BT Lieu dit "Le Pré BINET" pour Orange	09/04/2008
51016	ARRIGNY	09-026	Extension Rue des Couturiers	19/05/2009
51016	ARRIGNY	07-044	Effacement Place de la Mairie	01/09/2009
51018	ATHIS	07-169	Extension Rue Proventes pour Monsieur MORLET	22/11/2007
51018	ATHIS	07-248	Extension pour le Lotissement MARTINS TP	21/12/2009
51018	ATHIS	08-298	Effacement BT Rues du Centre et du Moulin	06/05/2009
51029	AVIZE	09-029	Effacement de réseau BT Rue de la Carrière	24/06/2009
51042	BAYE	11-041	Renforcement de réseau BT au Poste "Lotissement	30/11/2011
51043	BAZANCOURT	10-283	Effacement rues des Ardennes, de Champagne et des Moissons	15/06/2011
51046	BEINE NAUROY	08-160	Extension HTA/BT pour alimenter un centre d'usinage	02/10/2008
51049	BERGERES LES VERTUS	09-083	Alimentation d'une parcelle - Rue des Corvées	12/10/2012
51049	BERGERES LES VERTUS	09-284	Extension au lieu-dit "Au Dessus de l'Orme" de 3 parcelles	21/12/2009
51049	BERGERES LES VERTUS	10-240	Effacement du réseau BT RD n°9 - 2ème Tranche	01/07/2011
51054	BETHENVILLE	08-203	Effacement BT Rue des Crayères et bouclage HTA	09/01/2009
51055	BETHENY	11-055	Effacement rue Paul Bert	28/11/2011
51074	BOULT SUR SUIPPES	11-142	Alimentation d'une parcelle	03/08/2011
51079	BOUZY	06-008	Effacement de réseaux BT Route du Champagne	20/04/2007
51079	BOUZY	11-227	Alimentation de la station d'épuration	20/11/2012
51091	BROUSSY LE PETIT	11-228	Extension rue des Fauvettes pour la SCI Moustique	30/11/2011
51092	BROYES	08-162	Renforcement du Poste "Moulin à Vent"	16/04/2009
51108	CHALONS EN CHAMPAGNE	10-296	Effacement de réseau BT Rue Etienne Oehmichen	06/07/2011
51116	CHAMPGUYON	10-202	Renforcement du réseau BT au Poste "Ruelle Henry"	01/07/2011
51118	CHAMPIGNY	08-251	Extension d'une Station de Mesure SIABAVE de Merfy	22/01/2009
51120	CHAMPLAT ET BOUJACOURT	08-280	Effacement Rues de Chantereine et du Bas des Clos	02/06/2009
51120	CHAMPLAT ET BOUJACOURT	11-171	Extension de réseau BT CR dit de la Ferme pour M. PATIS	21/11/2011
51120	CHAMPLAT ET BOUJACOURT	11-213	Extension bois de Champlat pour M. CHOPIN	30/11/2011
51121	CHAMPVOISY	11-102	Alimentation de la parcelle de Monsieur DANSIN	17/11/2011
51121	CHAMPVOISY	10-310	Effacement de réseau BT Rue du Puits Jarrot	28/11/2011
51127	LA CHAPELLE LASSON	07-104	Effacement Fils Nus Rues Fiacre et du Gué du Four	16/04/2009
51139	CHAUDEFONTAINE	11-001	Renforcement de réseau BT au Poste "Chenaie"	05/10/2011

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51139	CHAUDEFONTAINE	11-001	Renforcement de réseau BT au Poste "Chenaie"	05/10/2011
51141	LA CHAUSSEE SUR MARNE	11-198	Extension rue Philippot	20/10/2011
51141	LA CHAUSSEE SUR MARNE	11-084	Alimentation d'une parcelle	20/10/2011
51141	LA CHAUSSEE SUR MARNE	09-012	Extension Rue de Derrière Coulmier	24/06/2009
51142	CHAVOT COURCOURT	09-274	Extension de réseau BT pour alimenter un Hangar Agricole	26/02/2010
51142	CHAVOT COURCOURT	11-101	Extension pour un Bâtiment Champagne LEQUIEN et Fils	21/11/2011
51143	LE CHEMIN	10-046	Alimentation d'un Bâtiment Piscicole	03/06/2010
51165	CONNANTRE	07-133	Effacement Rue de la Grande Marlière	08/07/2008
51165	CONNANTRE	08-053	Effacement de réseau Petite Rue	31/07/2008
51165	CONNANTRE	07-193	Extension lot "Grande Rue" de 7 lots	02/04/2009
51165	CONNANTRE	07-130	Extension Lotissement "Gué Cassebois" de 7 Lots	02/04/2009
51165	CONNANTRE	11-008	Effacement de réseau BT Grande Rue et Rue de la Libération	02/11/2011
51171	CORMICY	08-309	Effacement de réseau Rue des Serres	09/09/2009
51171	CORMICY	11-044	Extension chemin de la Terrière	13/10/2011
51172	CORMONTREUIL	08-191	Effacement Rue de Trois Puits	05/11/2008
51172	CORMONTREUIL	10-111	Effacement de réseaux BT Rue Anatole France	31/08/2010
51172	CORMONTREUIL	10-135	Effacement de réseaux BT Rue Pierre Curie	17/01/2011
51172	CORMONTREUIL	11-136	Effacement rue Lafayette	20/10/2011
51172	CORMONTREUIL	11-131	Effacement rues du Moulin à vent et du Maréchal Leclerc	24/10/2011
51176	CORROY	11-038	Extension lieu dit "Le Moulin" pour la SCI du Lavoir	24/11/2011
51181	COURCELLES SAPICOURT	10-266	Effacement de réseau BT Rue de Bury	30/03/2011
51183	COURCY	10-187	Extension à la Verrerie pour le Foyer Rémois	03/10/2011
51198	CRUGNY	07-207	Extension rue de la Montagne M.MASSON	17/11/2011
51200	CUIS	11-079	Effacement BT ruelle Richon	28/11/2011
51200	CUIS	09-053	Effacement Rue Jean Moulin	21/01/2011
51215	DOMPREMY	08-122	Extension Rue du Moulin pour Monsieur FARGIER	05/11/2008
51215	DOMPREMY	11-208	Alimentation parcelle de M. HURIOT	04/11/2011
51218	VAL DE VIERE	08-259	Extension BT Rue du Hulot pour Monsieur LORENTZ	07/04/2009
51224	ECRIENNES	08-273	Extension du réseau BTA "Etang des Bois"	15/01/2009
51225	ECUEIL	10-303	Passage Ticket Vert et Ticket Bleu	24/05/2011
51227	ECURY SUR COOLE	11-049	Extension rue dit des Hauts	21/11/2011
51230	EPERNAY	11-009	Effacement de réseau BT Rue Champrot - 2ème Tranche	19/07/2011
51232	EPOYE	11-193	Extension rue du Lieutenant Alexandre pour 5 parcelles	13/10/2011
51237	ESTERNAY	10-123	Renforcement du réseau BT au Poste "Les Foulons"	28/09/2010
51243	FAUX FRESNAY	11-096	Effacement du réseau BT au Lotissement de la Barre	20/09/2011
51247	FEREBRIANGES	11-046	Extension TJ pour la coopérative vinicole	30/11/2011

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51248	FERE CHAMPENOISE	10-267	Extension d'un réservoir et d'un Relais Téléphonique	01/04/2011
51249	FESTIGNY	06-319	Renforcement BT issu du Poste "Clos Neuf"	13/02/2008
51256	FONTAINE SUR AY	06-257	Extension de réseau BT Lotissement du Toit Champenois	14/06/2007
51526	FONTAINE SUR AY	06-066	Renforcement de réseau Grande Rue	18/04/2007
51261	FRESNE LES REIMS	11-048	Effacement rue de l'Eglise et rue des Jardins	17/02/2012
51266	GERMAINE	08-248	Extension BT pour Antenne Relais SFR	25/02/2009
51266	GERMAINE	11-214	Extension lieu dit "la ferme aux bœufs" pour la CCGVM	29/11/2011
51268	GERMINON	08-120	Renforcement Rue des Giraux issu du Poste "Germinon"	15/07/2009
51269	GIFFAUMONT CHAMPAUBERT	11-207	Extension rue du Bois pour 4 parcelles	04/11/2011
51270	GIGNY BUSSY	08-112	Extension BTAS à Bussy aux Bois	05/11/2008
51270	GIGNY BUSSY	09-121	Extension BT au Hameau de la Gare	19/01/2010
51272	GIVRY EN ARGONNE	10-189	Extension de réseau Pôle Commercial	19/12/2011
51272	GIVRY EN ARGONNE	10-154	Extension de réseau lieu-dit "Etang Flamin"	04/11/2010
51278	LES GRANDES LOGES	11-144	Extension CE n°37 pour 2 parcelles	09/12/2011
51282	GUEUX	11-056	Extension lieu dit "le moutier" pour M. MOLLIERE	19/05/2011
51282	GUEUX	11-122	Effacement BT rue de la Moufle	11/04/2012
51291	HERMONVILLE	06-023	Effacement de réseau RD n° 30 - 2ème Tranche	22/05/2008
51291	HERMONVILLE	11-177	Extension Petite rue des Soranges	13/10/2011
51306	JOISELLE	11-098	Extension du réseau BT Route de Beauregard Mme AMON	26/07/2011
51308	JONCHERY SUR VESLE	11-040	Effacement BT rue de l'Eglise	12/09/2011
51311	JUSSECOURT MINECOURT	08-238	Renforcement de fils nus Rue Principale	06/05/2009
51316	LARZICOURT	07-251	Extension Route de Matignicourt	08/04/2008
51316	LARZICOURT	09-263	Effacement de réseau BT Rue des Fossés	26/02/2010
51316	LARZICOURT	10-247	Effacement de réseau BT Rue du Faubourg	05/09/2011
51316	LARZICOURT	11-205	Extension rue Menissier pour M. FORBY	17/11/2011
51325	LISSE EN CHAMPAGNE	10-246	Extension de réseaux BT Rue Saint Servais	28/02/2011
51326	LIVRY LOUVERCY	07-081	Alimentation du lotissement les Rosières	23/11/2007
51326	LIVRY LOUVERCY	08-077	Alimentation du Lotissement "La Renaissance"	19/05/2009
51328	LOISY SUR MARNE	04-105	Effacement de réseaux BT - Chemin de la Folie	15/12/2004
51328	LOISY SUR MARNE	09-168	Extension BT pour la parcelle de Monsieur POULAIN	01/04/2010
51333	LUDES	08-245	Extension de réseau pour GRT GAZ	17/03/2009
51339	MAIRY SUR MARNE	08-220	Efft Rues Soigny, du Moutier et Ruelle Delaval	31/03/2009
51339	MAIRY SUR MARNE	08-301	Extension BT ZA "La Cerisière"	12/03/2009
51339	MAIRY SUR MARNE	11-181	Extension lieu dit "Le Saumont" pour un lotissement	02/12/2011
51346	MAREUIL LE PORT	11-103	Extension de réseau BT pour Parc d'Activité en Bord de Marne	27/10/2011
51347	MAREUIL SUR AY	08-007	Effacement de la traversée - 1ère Tranche	05/11/2009

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51354	MARSON	11-061	Extension pour 2 TJ Salle des Fêtes et Groupe Scolaire	07/09/2011
51358	MAURUPT LE MONTOY	08-087	Extension d'une parcelle	26/03/2009
51361	LE MEIX THIERCELIN	11-078	Alimentation d'un bâtiment d'élevage	30/09/2011
51365	LES MESNEUX	11-039	Effacement BT rue d'entre deux villes 2è tr	20/10/2011
51369	MOEURS VERDEY	08-297	Extension Lieu-Dit "Le Grill"	06/05/2009
51370	MOIREMENT	07-359	Effacement Fils Nus CR n°19	17/10/2008
51375	MONTBRE	08-236	Effacement Rue de Chigny	09/02/2009
51380	MONTMIRAIL	10-302	Extension Tarif Jaune pour COHESIS	11/05/2011
51380	MONTMIRAIL	10-095	Extension de réseau BT Voies Communales n°1 et 2	16/06/2011
51388	MOURMELON LE GRAND	10-225	Effacement de réseau BT Rue du Maréchal Foch	07/11/2011
51389	MOURMELON LE PETIT	11-170	Alimentation du Barrage	20/12/2011
51392	MUTIGNY	11-050	Extension de réseau BT pour un réservoir d'Eau Potable	19/07/2011
51393	NANTEUIL LA FORET	11-073	Extension lieu dit l'Aunil pour M. CHATELAIN	27/10/2011
51413	OIRY	06-187	Effacement de réseau BT Allées des Promenades et du Parc	02/07/2007
51416	ORBAIS L'ABBAYE	11-026	Renforcement de réseau BT au Poste "Saint Prix"	19/07/2011
51418	ORMES	10-197	Effacement de réseau BT Rues de la Briqueterie et du Centre	02/09/2011
51422	PARGNY LES REIMS	11-153	Effacement de réseau HTA Rue des Ormissets	22/11/2011
51423	PARGNY SUR SAULX	10-256	Extension de réseau BT Rue de la Ferme pour Melle BLAVOT	21/03/2011
51425	PASSY GRIGNY	07-264	Renforcement BT au Poste "Mairie"	22/04/2009
51428	LES PETITES LOGES	11-157	Eff HTA et extension BT rue de Villers	02/12/2011
51433	PLICHANCOURT	10-309	Extension de réseau BT "Le Fossé Merlançon"	01/12/2011
51440	PONTFAVERGER MORONVILLIERS	08-296	Alimentation d'un Lotissement Lieu-Dit "Gallas"	16/04/2009
51440	PONTFAVERGER	11-087	Extension pour une armoire technique	13/10/2011
51444	POUILLON	10-083	Renforcement de réseau BT au Poste "Le Château d'Eau"	03/10/2011
51477	PRINGY	11-077	Alimentation TJ Ferme de la Noué de Chaudière	01/08/2011
51454	REIMS	08-167	Effacement de réseau BT Avenue du Général De Gaulle	11/05/2009
51454	REIMS	10-131	Effacement de réseau BT Rue Jules Bruneau	11/04/2011
51454	REIMS	10-206	Effacement rues de Cherbourg, d'Avignon et de Toulouse 1ère T	07/06/2011
51454	REIMS	10-207	Effacement Bd des Bouches du Rhône, rues de Dieppe et de Dunkerque - 2ème Tranche	07/06/2011
51474	SAINT BRICE COURCELLES	10-213	Effacement rues de la Libération et Oudan	03/10/2011
51483	SAINT GIBRIEN	07-171	Alimentation de 3 parcelles Rue de Fagnieres	24/08/2007
51483	SAINT GIBRIEN	07-189	Extension BT rue de Fagnières - Lot "Le Clos du Château"	07/12/2007
51485	SAINT HILAIRE AU TEMPLE	08-287	Effacement Rue du Moulin à Vent	14/05/2009
51488	SAINT IMOGES	11-139	Effacement BT rues de Nanteuil et de la Forêt	21/11/2011
51492	SAINT JUST SAUVAGE	09-309	Effacement Rues Louise Michel et Frédéric Joliot Curie	17/09/2010

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51492	SAINT JUST SAUVAGE	05-054	Extension de réseaux pour Monsieur Cordier	15/01/2009
51492	SAINT JUST SAUVAGE	11-127	Extension Chemin de la Moitié aux Vaches pour M. FRONTONI	15/09/2011
51493	SAINT LEONARD	07-165	Effacement de réseau BT Rue de Taissy	25/10/2007
51495	SAINT LOUP	11-179	Extension du réseau BT RN n°4 pour Orange	15/11/2011
51496	ST LUMIER EN CHAMPAGNE	09-139	Alimentation d'une parcelle Rue de Cheppes	09/09/2009
51499	ST MARD LES ROUFFY	06-069	Renforcement BT issu du Poste "Moulin"	05/04/2007
51499	ST MARD LES ROUFFY	07-231	Effacement de réseau Fils Nus RD n°37	16/07/2008
51503	ST MARTIN L'HEUREUX	10-259	Alimentation de 2 parcelles pour Monsieur BACQUENOIS	23/02/2011
51514	ST REMY SOUS BROYES	10-281	Extension au lieu-dit "Les Perchis" pour M. THOMAS	22/02/2011
51514	ST REMY SOUS BROYES	11-068	Effacement de réseau BT Rue de la Messagerie	06/07/2011
51522	SAPIGNICOURT	04-070	Renforcement BTAS sur Poste "Village"	14/12/2005
51523	SARCY	10-167	Renforcement de réseau BT au Poste "Ferme Renault"	09/12/2010
51524	SARON SUR AUBE	09-287	Extension pour un Lotissement de 7 parcelles de M. BRIQUET	27/09/2011
51529	SELLES	11-203	Extension rue du Lieutenant Alexandre pour M. LALLEMAND	13/10/2011
51530	SEPT SAULX	11-170	Alimentation du Barrage	20/12/2011
51532	SERMIERS	11-133	Effacement chemin de la Grande Vigne	24/11/2011
51532	SERMIERS	11-121	Effacement BT rue st antoine	06/12/2011
51535	SEZANNE	08-240	Alimentation de la Zone Industrielle de l'Ormelot 2	30/09/2010
51535	SEZANNE	10-150	Effacement de réseaux BT Avenue de la Résistance	24/01/2011
51535	SEZANNE	10-325	Effacement de réseaux BT Rue Gaston Laplatte	02/05/2011
51535	SEZANNE	10-185	Effacement du réseau BT Rue Notre Dame	15/12/2011
51536	SILLERY	10-311	Effacement rue du Petit Sillery	03/10/2011
51546	SOMME SUIPPES	11-065	Extension de 5 parcelles rue de Suippes	30/06/2011
51548	SOMME VESLE	11-186	Extension pour une parcelle	09/12/2011
51556	SOUDRON	11-199	Effacement fils nus Ferme Lava	22/03/2012
51559	SUIPPES	11-196	Effacement rue St Jacques	30/03/2012
51559	SUIPPES	11-164	Effacement Quai de la Chéparde	12/11/2012
51566	THIBIE	09-153	Extension Rue de la Baux	01/09/2009
51567	THIEBLEMONT Farémont	11-154	Alimentation d'une parcelle Chemin dit "Des Jardins"	20/10/2011
51569	THILLOIS	06-047	Effacement de réseau BT Rue de Champigny	19/04/2007
51569	THILLOIS	09-107	Extension de réseau pour Point de Comptage SANEF	06/07/2009
51571	VAL DE VESLE	10-286	Alimentation de 5 Logements	20/12/2011
51574	TOGNY AUX BŒUFS	08-265	Effacement Fils Nus RD 2	07/04/2009
51576	TOURS SUR MARNE	10-274	Extension SARL Sainz Clouet	21/03/2011
51576	TOURS SUR MARNE	10-322	Extension pour alimenter 7 logements de Reims Habitat	16/12/2011
51582	TRIGNY	04-032	Effacement des réseaux Rue des Lombards	18/06/2004

INSEE	COMMUNES	N° article	OBJET	Certificat de conformité
51582	TRIGNY	05-185	Efft Rue de la Moufle de Saucourt et Petite Rue de Saucourt	29/06/2006
51587	VADENAY	05-197	Alimentation de la parcelle de Monsieur CANTAT	19/03/2007
51590	VANAULT LES DAMES	08-092	Effacement BT Rue des Moutiers et Place des Tilleuls	17/10/2008
51590	VANAULT LES DAMES	11-114	Extension lotissement le Gué Raviguet	30/11/2011
51591	VANDEUIL	08-200	Effacement de réseau Rue d'Irval	22/04/2009
51592	VANDIERES	09-082	Extension de réseau BT pour alimenter le Lot "l'Argentine"	09/09/2009
51599	VAUDEMANGE	08-279	Renforcement au Poste "Grande Rue"	17/03/2009
51603	VELYE	08-232	Renforcement de réseau BT et alim Lot "La Côte des Rivières"	25/02/2009
51605	VENTEUIL	09-301	Effacement de réseau BT Rue des Pommiers	16/06/2011
51609	VERNEUIL	10-199	Extension de réseau BT Rue des Fosses de la Ville	26/10/2011
51610	VERRIERES	07-360	Effacement de réseau Rue de Bourgogne	14/05/2008
51611	VERT TOULON	07-052	Alim Station suppression Hameau de Toulon la Montagne	25/06/2007
51611	VERT TOULON	07-228	Ext Rue du Stade-SCEV NOEL -GE Hameau Vert La Gravelle	22/11/2007
51611	VERT TOULON	11-045	Extension de réseau BT Lot Communal au lieu dit "La Plante"	15/12/2011
51617	LAVEUVE	11-092	Extension BT pour un pompage d'irrigation	09/12/2011
51618	LE VEZIER	08-316	Renforcement BT au Poste "Bois Roulois"	07/04/2009
51626	LA VILLENEUVE LES CHARLEVILLE	08-182	Effacements Rues de la Morelle et des Dames	24/06/2009
51638	VILLESENEUX	09-015	Extension de réseaux BT Rua Abbé Jean Brion	26/08/2009
51640	VILLE SUR TOURBE	10-312	Extension rue Basse	20/10/2011
51640	VILLE SUR TOURBE	11-052	Effacement de réseau BT Rue du Lavoir	04/11/2011
51641	VILLEVENARD	09-213	Extension de réseaux BT Rue des Craies	17/09/2009
51643	VINAY	10-287	Alimentation de la parcelle de Monsieur BLUM	03/05/2011
51649	VITRY LE FRANCOIS	08-239	Effacement Avenue du Colonel Moll	02/06/2009
51649	VITRY LE FRANCOIS	08-158	Extension rue de la Chainerie	12/03/2009
51651	VILLERS AUX NŒUDS	11-241	Extension La Motelle pour 5 parcelles	13/12/2011
51656	VRAUX	07-132	Effacement de réseau BT Rues Basse et du Jard	13/07/2007

ANNEXE 2 (la qualité de fourniture)

METHODE DE CALCUL DE L'INDICE DE CONTINUTE DE FOURNITURE HTA

Le calcul de l'indicateur de continuité de fourniture sur un espace géographique donné, repose sur la connaissance :

- ❖ des coupures ayant perturbé chacun des départs HTA alimentant la zone étudiée,
- ❖ du nombre d'abonnés B.T. de la zone étudiée raccordés à chacun des départs HTA.

Conventions d'écriture

Indices

- i* indice relatif à la zone étudiée,
- j* indice relatif aux départs HTA alimentant la zone étudiée,
- k* indice de type coupure
 - k=1* : coupure longue (défaut permanent),
 - k=2* : coupure brève.
 - k=3* : micro-coupure.

Notations

- N_c* nombre de coupures
- N_u* nombre d'usagers
- I_c* indicateur de continuité
- Sstd* Seuils (ou limites) de la qualité standard
 - Sstd₁* = 6 : nombre maximum de coupures longues
 - Sstd₂* = 30 : nombre maximum de coupures brèves
 - Sstd₃* = 70 : nombre maximum de micro-coupures

Nombre moyen de coupures vu par les usagers de la zone

Pour les trois types de coupures (*k=1 ; k=2 ; k=3*), le nombre moyen d'interruptions vu par les usagers de la zone est donnée par l'expression :

$$N_{ci,k} = \left(\sum_{j=1}^n N_{ui,j} \cdot N_{cj,k} \right) / \left(\sum_{j=1}^n N_{ui,j} \right)$$

Calcul d'un indicateur de continuité de la fourniture résultant

$$I_{ci} = 100 \cdot \left[1 - \left(\sum_{k=1}^3 (N_{ci,k} / S_{stdk})^2 \right)^{1/2} \right]$$

