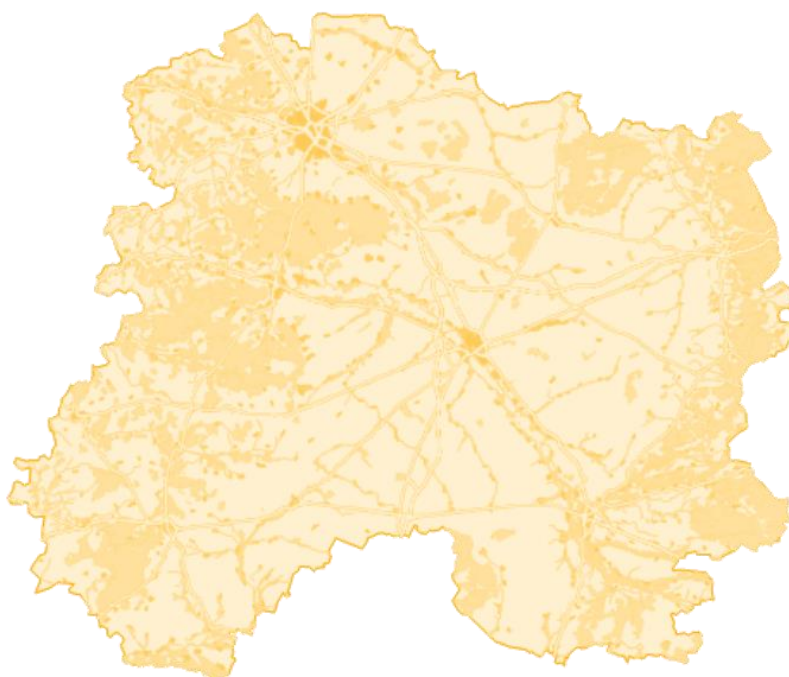


Distribution publique de l'électricité



Rapport de la mission de contrôle au titre de l'année 2012



web

Le mot du Président

Lorsqu'une collectivité délègue la gestion d'un service public à une entreprise, elle s'engage à vérifier que celle-ci remplisse sa mission qui dans le cas de l'électricité consiste à fournir et à distribuer l'énergie à tous et partout. Le SIEM annuellement s'acquitte de cette tâche et contrôle l'action de ses concessionnaires EDF et ERDF. Bien sûr, il y a des éléments qui ne sont pas de notre ressort comme le prix de l'électricité qui est fixé nationalement. Pour le reste, nous nous efforçons de défendre les intérêts de nos adhérents, les communes ou communautés de communes et leurs concitoyens.

Mais contrôler, c'est quoi ?

Contrôler, c'est donner vie aux éléments divers et variés transmis par les concessionnaires. C'est comprendre que derrière un temps de coupure, il y a des personnes qui ont été privées d'électricité plus longtemps qu'il n'eut fallu ou, au contraire, qui ont bénéficié d'une amélioration de la qualité de l'énergie distribuée grâce à des travaux sur le réseau. C'est aussi voir que la précarité électrique s'installe, que de consommateurs, les usagers deviennent producteurs. C'est déchiffrer des règles comptables particulières, etc....

Au final, l'analyse de ces données montre ce que fait ou ne fait pas le concessionnaire. Pourtant, cette expertise est incomplète car dans la Marne notamment, la mission de service public relative à la distribution de l'électricité est aussi assurée par le travail du SIEM. Le syndicat investit environ 15 millions d'euros tous les ans sur le réseau dans des travaux parfois coordonnés avec ERDF pour améliorer la qualité de l'électricité distribuée. A l'heure où nos recettes sont destinées à baisser, je pense qu'il est important de montrer que sur notre département, c'est l'effort conjoint du SIEM et d'ERDF qui permet une bonne qualité de l'énergie.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport de contrôle.

*Le Président du SIEM
Pascal DESAUTELS*

SOMMAIRE

LE MOT DU PRESIDENT

I – LE SECTEUR DE L’ELECTRICITE

- | | | |
|-----------------------------------|----|---|
| 1 – L’électricité | P. | 6 |
| 2 – La distribution d’électricité | P. | 6 |
| 3 – Les contrats de concession | P. | 7 |

II – LA DISTRIBUTION D’ELECTRICITE DANS LA MARNE

- | | | |
|---------------------------------------|----|----|
| 1 – La concession | P. | 8 |
| 2 – Le concessionnaire | P. | 9 |
| 3 – Le compte rendu d’activité (CRAC) | P. | 11 |

III – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

- | | | |
|---|----|----|
| 1 – L’infrastructure électrique | P. | 14 |
| 2 – Le réseau HTA | P. | 15 |
| 3 – Les postes de transformation HTA/BT | P. | 16 |
| 4 – Le réseau BT | P. | 17 |
| 5 – La fiabilité des données ERDF | P. | 18 |

IV – LES TRAVAUX ET LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

- | | | |
|---------------------------------|----|----|
| 1 – Les travaux sur les réseaux | P. | 20 |
| 2 – La maintenance des ouvrages | P. | 22 |

V - 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. 40
5 – Le décret qualité	P. 45

VI - LES USAGERS DE LA CONCESSION

1 – Le nombre d'usagers	P. 46
2 – Les tarifs réglementés	P. 46
3 – Les raccordements des usagers	P. 47
4 – La satisfaction des usagers	P. 47
5 – Les usagers en difficulté	P. 48
6 – Les producteurs d'énergie	P. 49

VII - LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – La comptabilité des immobilisations en concession	P. 50
2 – La valeur financière du patrimoine	P. 53
3 – Le financement du patrimoine	P. 56
4 – Le droit du concédant et la fin de concession	P. 58

CONCLUSION	P. 61
-------------------	-------

I – Le secteur de l'électricité

1.1. L'électricité

L'utilisation de l'électricité commence à la fin du XIXème et au début du XXème siècle avec l'électrification des tramways, des métros et des chemins de fer par de petites compagnies électriques qui s'installent dans les villes. Elles y créent des centrales électriques et des petits réseaux locaux.

Le besoin d'entraide entre ces compagnies les oblige à utiliser les mêmes références techniques. L'interconnexion des réseaux débute. La consommation d'électricité se développe parallèlement aux évolutions industrielles et technologiques. Elle est aujourd'hui un bien de 1^{ère} nécessité. Son utilisation est présente dans tous les domaines.

Le secteur de l'électricité comprend quatre activités. La production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité aux clients finals.

La production est ouverte à la concurrence mais est essentiellement assurée par Electricité de France (EDF). Le transport est confié à une filiale d'EDF, Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Elle a le monopole de ce service. L'exploitation des réseaux de distribution est un service public local concédé par les collectivités locales ou leurs groupements qui sont propriétaires des réseaux. La fourniture d'électricité au consommateur final a été ouverte à la concurrence progressivement par les lois des années 2000.

1.2. La distribution d'électricité

Depuis la loi du 5 avril 1884, l'organisation du service public de la distribution de l'électricité est de la compétence des communes. La loi du 15 juin 1906 leur reconnaît la propriété des réseaux en moyenne tension (HTA) et Basse Tension (BT).

La loi du 8 avril 1946 nationalise les entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité. EDF, établissement public, est institué pour assurer la gestion de ce service public. Les régies et les entreprises locales de distribution (ELD), existantes à cette date, subsistent.

La loi du 10 février 2000 confirme EDF et les ELD comme gestionnaires des réseaux publics de distribution. Elle définit leurs missions. Ils sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux publics de distribution électrique. Ils ont l'obligation d'assurer à tous les utilisateurs, un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. C'est avec cette loi, qu'apparaît l'ouverture progressive à la concurrence pour la fourniture d'énergie. La Commission de Régulation de l'énergie (CRE) est instaurée¹.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution (ayant plus de 100 000 clients) en opérant le transfert des biens, droits et obligations liés à l'activité de distribution auxdits gestionnaires.

Le 1^{er} janvier 2008, la SA ERDF, filiale d'EDF, est créée.

¹ La CRE est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

1.3. Les contrats de concession

Le service public de la distribution d'électricité est géré, sur la quasi-totalité du territoire national, sous le régime juridique de la concession. Celle-ci est une des formes de contrat de la délégation de service public (DSP). Elle permet à une personne morale de droit public de confier la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé dont la rémunération est liée au résultat d'exploitation du service.

Article L 2224-31 du Code Général des Collectivités Locales (CGCT):

« 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. ».

Les autorités concédantes signent les contrats de concession et délèguent l'administration du service public de la distribution d'électricité à un gestionnaire de réseaux. Le choix du gestionnaire est imposé par la loi. L'article L 111-52 du code de l'énergie précise que les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont respectivement la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD).

Les cahiers des charges de concession fixent les conditions et règles d'utilisation du réseau de distribution électrique. En contrepartie de cette utilisation, le gestionnaire de réseaux, dénommé concessionnaire, verse une redevance à l'autorité et se rémunère auprès des abonnés (TURPE – Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité). Il assure l'acheminement et la distribution de l'électricité, l'entretien et le renouvellement du réseau pour permettre la continuité et la qualité de l'énergie distribuée.

La fourniture d'électricité pour les tarifs réglementés de vente (TRV), la maîtrise de l'énergie et la lutte contre l'exclusion relèvent du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution. L'article L 121-5 du code de l'énergie énonce que ces missions de service public incombent à EDF ou aux ELD. *Cet article précise aussi que « Les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité mentionnées à l'article L. 121-4 sont les autorités organisatrices du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui bénéficient des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L.337-1 ou de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité ».*

Le contrôle de concession

En contrepartie de cette délégation du service public à une entreprise privée, les autorités concédantes doivent obligatoirement vérifier que celle-ci remplit bien la mission de service public. Ainsi, le concessionnaire doit annuellement fournir un compte rendu d'activité (CRAC) à l'autorité concédante avant le 30 juin de l'année N+1.

Il communique chaque année :

- Les données générales de la concession,
- Le compte d'exploitation de l'activité distribution
- L'inventaire physique et financier des ouvrages en concession,
- Les investissements et la maintenance sur la concession,
- La qualité de fourniture de l'énergie,
- les clients aux tarifs régulés (la relation clientèle, la solidarité).

II – La distribution d'électricité dans la MARNE

2.1. 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 de concession a été signé le 27 mai 1993 entre le SIEM et EDF pour une durée de 30 ans.



Les fichiers transmis par le concessionnaire conformément à l'article L 2224-31 du CGCT sont incomplets. Avant 2012, Les données financières 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 de se séparer en 2006.

2.1.1. Type d'adhésion au syndicat (au 31/12/2012)

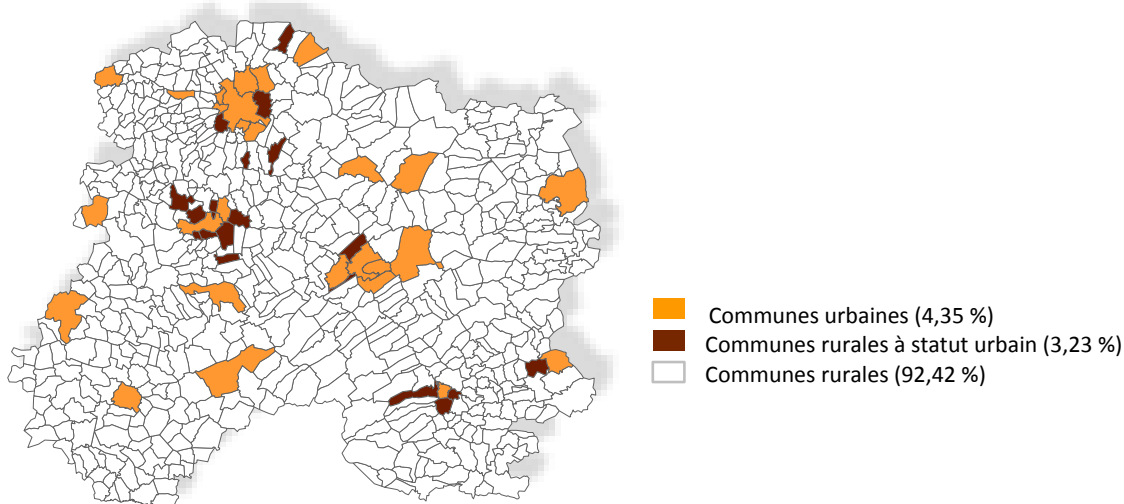
- ❖ 580 communes isolées,
- ❖ 40 communes regroupées dans 5 communautés de communes,

2.1.2. 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 2012 :

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



2.1.3. La population de la concession

La population marnaise s'élève à 566 571 habitants (recensement de la population 2011), répartie, au sens de la distribution publique d'électricité, en :

- ✓ 382 404 habitants urbains,
- ✓ 184 167 habitants ruraux.

2.2. Le concessionnaire

Pour la concession SIEM, 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.

2.2.1. 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.

2.2.1.1. Sa mission

La fourniture d'électricité :

EDF doit fournir l'électricité en favorisant la maîtrise de la demande, sur l'ensemble du territoire aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente et raccordés aux réseaux de distribution.

La solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion :

L'article L 121-5 du code de l'énergie énonce que la fourniture d'électricité concourt à la cohésion sociale par la péréquation nationale des tarifs, par la mise en place de la tarification spéciale dite « produit de 1^{ère} nécessité » et par le maintien de la fourniture d'électricité.

2.2.1.2. Ses moyens

EDF a développé ses relations de proximité avec ses clients. 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 son espace client.

Le Compte Rendu d'ACTivité (CRAC) 2012 du concessionnaire, comme les précédents, reprend surtout les données nationales, voire à la « région EDF EST² » et un peu perdues, quelques données à la maille de la concession.

EDF dans la MARNE

Une boutique se situe à REIMS où les clients peuvent rencontrer leur conseiller. Des points Poste sont ouverts à SEZANNE et VITRY LE FRANCOIS.

EDF dispense aussi des conseils tarifaires grâce à un outil de diagnostic construit sur des profil de « clients type ». Cet outil permet à EDF sur la base des informations transmises par le client, de lui conseiller le tarif et l'option les plus adaptés à sa situation.

Conseil Tarifaires	2010	2011	2012
Concession	32 874	33 748	35 520

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.

² La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine

2.2.2. ERDF

Né de la volonté du législateur de séparer les activités de fourniture et de distribution de l'électricité, ERDF, gestionnaire des réseaux de distribution, a repris les droits et obligations relatifs à la gestion des réseaux de distribution résultants des contrats de concession.

2.2.2.1. Sa mission

ERDF assure 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, de développement et d'entretien 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.*

ERDF est l'interlocuteur privilégié du SIEM pour les travaux. Le cahier des charges de concession prévoit une répartition des travaux sur le réseau entre le SIEM et son concessionnaire.

Type de travaux	Zone urbaine		Zone rurale	
	HTA	BT	HTA	BT
Renforcement de réseau	ERDF	ERDF	ERDF	SIEM
Sécurisation	ERDF	ERDF	ERDF	SIEM
Effacement de réseau	ERDF	SIEM	ERDF ^(*)	SIEM
Extension	ERDF	ERDF	ERDF ^(*)	SIEM
Branchement	ERDF	ERDF	ERDF	ERDF

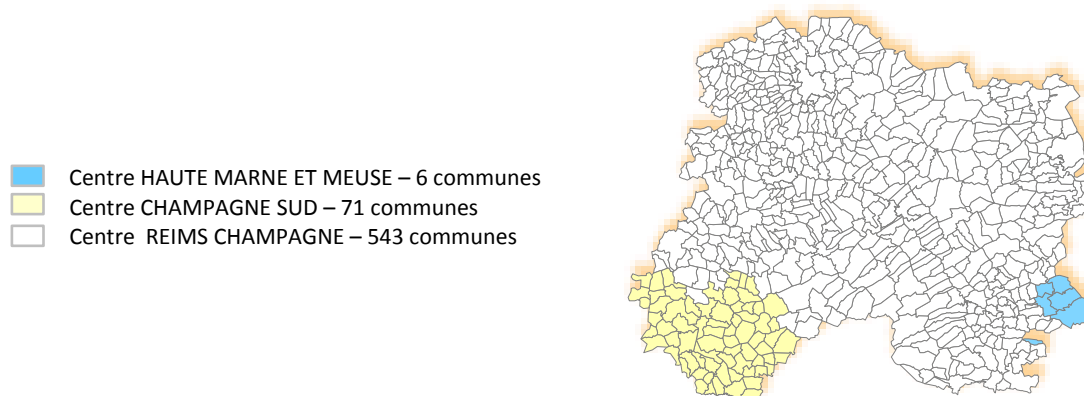
^(*) Dans certaines occasions, le SIEM est maître d'ouvrage.

Les conférences départementales

L'article 21 de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) institue les conférences départementales. Réunis sous l'égide des Préfets, les gestionnaires de réseaux de distribution et les autorités concédantes présentent leurs programmes prévisionnels d'investissements. Aucune réunion n'a eu lieu en 2012.

2.2.2.2. Ses moyens

Trois centres ERDF interviennent sur la concession pour les travaux.



ERDF n'a aucun accueil physique sur la concession. Les clients, pour contacter le concessionnaire, ont à leur disposition, internet, www.erdfdistribution.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.

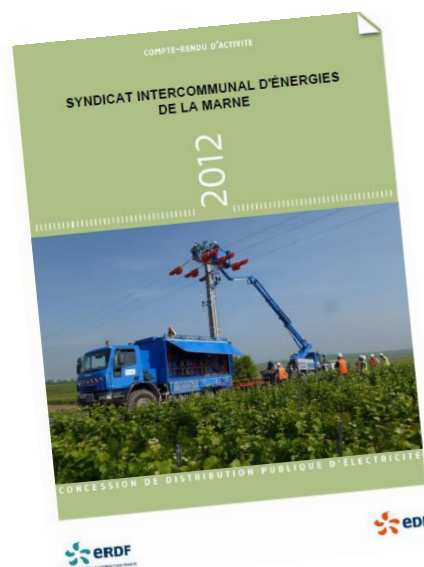
Un accueil « Dépannage Electricité » est joignable 24h sur 24, 7 jours sur 7.

2.3. Le Compte Rendu d'ACTivité (CRAC)

L'article L 2224-31 du CGCT expose que « chaque organisme de distribution d'électricité 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 également 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 2012 a été présenté dans les temps à l'autorité concédante.

Le compte rendu d'activité d'ERDF-EDF 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 et informations relatives à la concession. Les données d'exploitation et les indications sur la satisfaction des abonnés ne sont pas souvent à la maille du syndicat mais à une maille régionale ou nationale, adaptées à la concession par des clés de répartition qui ne permettent pas au SIEM d'avoir une image fidèle de sa concession.

2.3.1. Les éléments financiers d'exploitation

Dans ce 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. Les recettes reposent essentiellement sur la distribution d'énergie.

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 significatives...* ». Au final, comme les années précédentes, 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 à une certaine maîtrise des coûts de gestion. Les charges et les produits de ces opérations sont ventilés grâce à une clé conventionnelle.*

Toutes logiques et généreuses que soient ces raisons, elles sont contraires aux demandes des autorités concédantes qui souhaitent avoir une image financière significative de la concession. Il est à noter qu'ERDF dans le différend³ qui l'a opposé au SIPPAREC, Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Electricité et les REseaux de Communications, n'a pas contesté posséder la capacité matérielle de produire des données correspondant « à la maille de la concession ».

Ce point, avec d'autres moins agréables, fait l'objet d'un protocole FNCCR-ERDF signé en septembre 2013, ratifié par beaucoup de syndicat dont le SIEM qui a validé ce document en 2014. Les données du compte d'exploitation devraient être à la maille concession dans le CRAC 2015 produit en 2016. L'avenir nous dira si nous avons eu raison de signer ce protocole.

Résultat d'exploitation (en k€)	2010	2011	2012
Recettes d'acheminement	124 240	120 547	130 669
Recettes de raccordements et prestations	5 361	6 759	8 285
Autres recettes	3 219	3 368	3 436
Production stockée et immobilisée	15 782	12 005	13 649
Reprise sur amortissements et provisions	3 120	5 511	4 391
Autres produits divers	906	894	1 031
Total des produits	152 628	149 084	161 461
Accès réseau amont	39 690	37 926	40 141
Autres consommations externes	47 941	42 561	45 341
Contribution au Facé	2 539	2 825	2 777
Impôts et taxes,	2 733	3 006	3 158
Charges de personnel	19 600	20 192	21 567
Autres charges	4 159	3 242	2 511
Redevance de concession	4 095	4 295	4 965
Dotations aux amortissements DP	13 127	13 971	14 535
Dotations aux provisions DP	5 091	3 185	3 190
Autres dotations d'exploitation	6 337	7 519	8 090
Charges centrales	4 159	3 971	4 095
Total des charges	149 471	142 693	150 370
Contribution à l'équilibre	645	-2 572	-3 463
Résultat	2 512	8 963	14 554

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.

³ Arrêt du 25/03/2013 de la Cour Administrative d'appel de Paris (affaire 10PA04611)

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.

Après une baisse en 2011, les recettes d'acheminement ont augmenté de 8,39 % en 2012. Parallèlement, l'accès au réseau en amont a, logiquement, augmenté de 5,84 %.

Résultat d'exploitation (en k€)	2010	2011	2012
Recettes d'acheminement	124 240	120 547	130 669
- Accès réseau amont	39 690	37 926	40 141
= Marge d'acheminement	84 550	82 621	90 528

Le fonds d'amortissement des charges électriques (FACE)

Le FACE est une charge payée par les distributeurs d'électricité (ERDF ou ELD) sur le kWh distribué. Ce fonds est redistribué aux autorités concédantes suivant certaines règles pour la réalisation de 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.

(en k€)	2008	2009	2010	2011	2012
Contribution de la MARNE au FACE	2 829	2768	2 539	2 825	2 777
Subvention du FACE au SIEM	1 358	1 572	1 614	1 632	1 554

Le résultat financier de l'exercice 2012

Le résultat financier est la somme des produits et des charges d'exploitation de la concession.

Résultat d'exploitation (en k€)	2010	2011	2012
Total des produits	152 628	149 084	161 461
Total des charges	149 471	142 693	150 370
Résultat d'exploitation de la concession	3 157	6 391	11 091

Le prix de l'électricité, basé sur le principe de péréquation tarifaire, 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 équilibrer ses comptes (au national), ERDF a instauré une contribution d'équilibre où les concessions « riches » financent les concessions « en difficulté ».

Résultat de la concession SIEM avec la contribution d'équilibre

Résultat d'exploitation (en k€)	2010	2011	2012
Résultat d'exploitation de la concession	3 157	6 391	11 091
Contribution à l'équilibre	- 645	2 572	3 463
Résultat total d'exploitation	2 512	8 963	14 554

Par les données dont ils sont issus, le résultat d'exploitation et le résultat avec la contribution ne permettent pas au SIEM d'évaluer précisément la situation financière et économique de sa concession.

III – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

3.1. 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.

3.1.1. Les postes sources

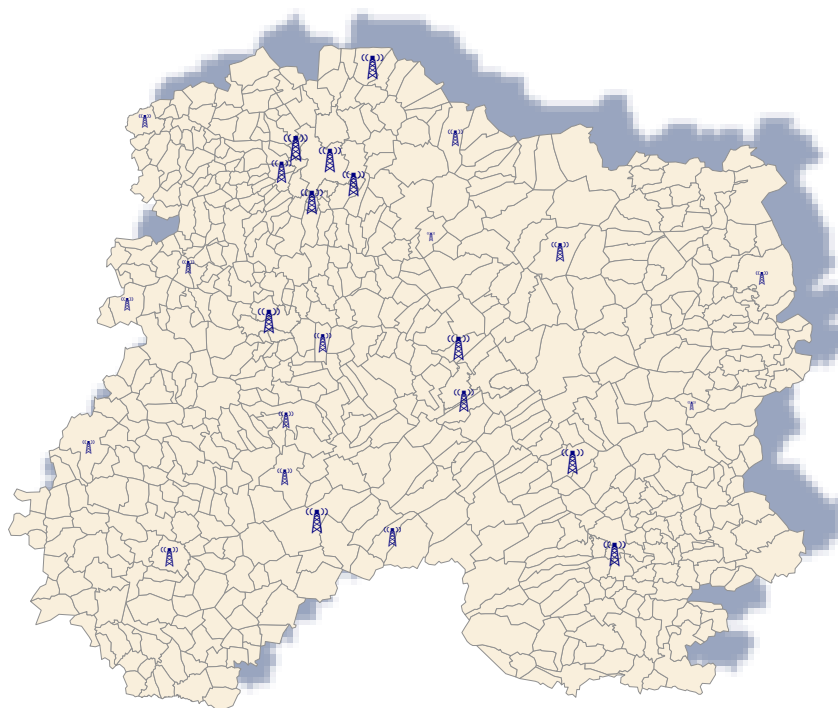
Les postes sources sont des ouvrages électriques qui appartiennent au concessionnaire. Ils abaissent la très haute tension en haute tension (15 000 à 20 000 volts). Celle-ci alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

33 postes sources desservent la concession dont 7 situés hors du département de la MARNE.



Poste source de RECY

Les postes sources dans la MARNE



Un nouveau poste source : ORMES

Construit en 2011, le poste source ORMES a été mis en service en 2012. Il est doté de 2 transformateurs pour une puissance de 108 MVA.

3.2. 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.

Sitôt les postes sources, le réseau HTA se développe. Il est le premier maillon de la distribution de l'énergie vers le client. Dans ses câbles circulent un courant de 20 000 V (15 000 V dans quelques cas).

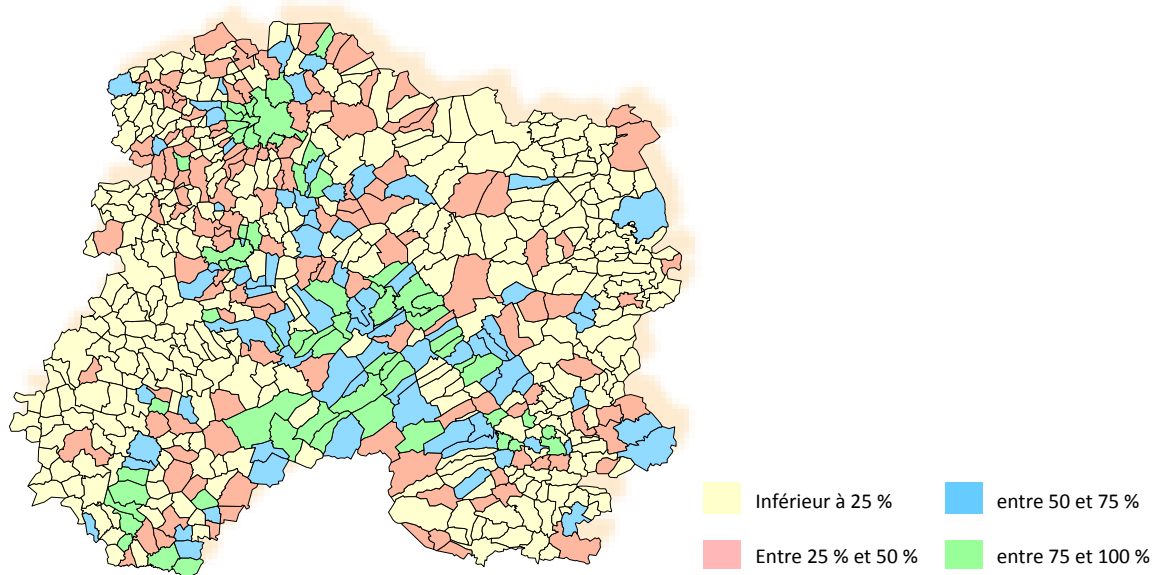
3.2.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ERDF)

La concession est desservie par **6 125,46 km de réseaux HTA** décomposés comme suit :

❖ Réseau souterrain :	2 652,95 km,
❖ Réseau aérien torsadé (CPA) :	25,85 km,
❖ Réseau aérien nu :	3 446,66 km.
Dont faible section	14,49 km

Le réseau s'est étendu en 2012 de 55,26 km. Les fils aériens ont régressé de 43,46 km. Les câbles souterrains ont augmenté de 98,72 km. Ils représentent 43,31 % du réseau HTA de la concession.

Le taux de réseau souterrain HTA par commune



La typologie du réseau HTA

- ✓ 364 départs composent le réseau HTA :
 - ❖ 169 sont en réseaux souterrains,
 - ❖ 2 sont en réseaux aériens,
 - ❖ 193 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.

3.3. Les postes de transformation HTA/BT

Les postes de transformation HTA/BT de la distribution publique (DP) sont des ouvrages appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution en basse tension (BT). Ils sont entre les réseaux HTA et BT.

Il y a sur la concession au 31 décembre 2012, 5 682 postes de transformation HTA/BT dont :

- ❖ 5644 de distribution publique (DP),
- ❖ 8 DP-Production,
- ❖ 30 mixtes (DP et clients).

3.3.1. Les données générales sur le réseau

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

* Cabine Basse (CB) :	681
* Cabine Haute (CH) :	218
* Poste encastré (EN) :	8
* Poste sur poteau (H61) :	1463
* Poste en immeuble (IM) :	555
* Poste Rural Compact Simplifié (PRCS) :	11
* Poste Rural compact (RC) :	615
* Poste Rural Socle (RS) :	69
* Poste Simplifié au Sol de type A (SA) :	189
* Poste Simplifié au Sol de type B (SB) :	185
* Poste Urbain compact (UC) :	553
* Poste Urbain Portable (UP) :	1135



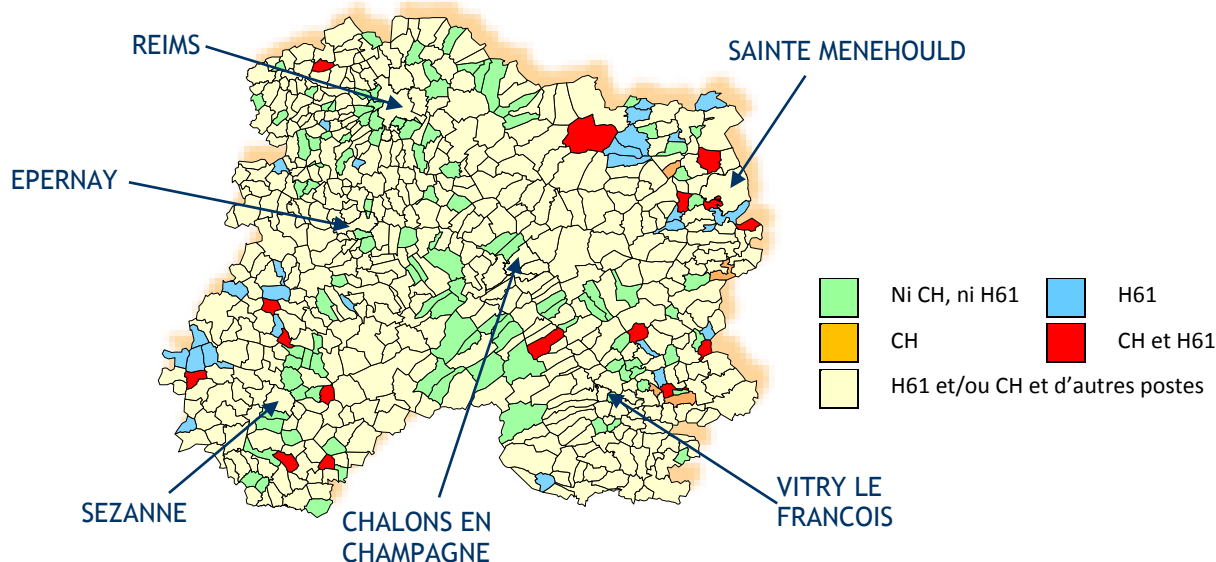
L'enregistrement par le concessionnaire de ces ouvrages dans l'inventaire technique du patrimoine est bon. Il reste en attente un poste à CONNANTRE qui n'est pas enregistré dans le fichier et quelques erreurs sur les types des postes.

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

Les postes sur poteau (H61) sont les plus nombreux dans la concession. Avec les cabines hautes, ils sont les plus vulnérables et les moins performants.

Répartition par communes de ces deux types de postes :

- ❖ 109 communes n'ont ni CH ni H61,
- ❖ 47 communes n'ont que des CH et/ou des H61,
 - ✓ 4 communes n'ont que des CH,
 - ✓ 27 communes n'ont que des H61,
 - ✓ 16 communes n'ont que des CH et des H61,
- ❖ 464 communes ont au moins un H61 ou une CH.



3.4. Le réseau Basse Tension (BT)

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

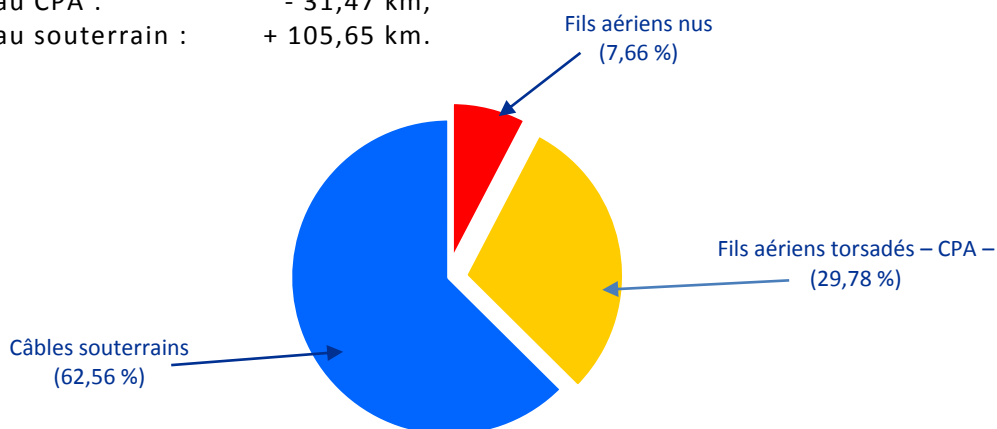
Au 31 décembre 2012, la longueur du réseau Basse Tension (BT) de la concession s'élève à **4 647,54 km répartis en 18 010 départs.**

❖ Réseau souterrain :	2 907,73 km,
❖ Réseau aérien torsadé :	1 383,96 km,
❖ Réseau aérien nu :	355,85 km,
Dont fils nus de faible section	55,04 km.

Le réseau BT de la concession a globalement augmenté de 55,40 km en 2011.

Dans le détail,

- ❖ Le réseau nu faible section : - 3,59 km,
- ❖ Le réseau nu aérien : - 18,78 km,
- ❖ Le réseau CPA : - 31,47 km,
- ❖ Le réseau souterrain : + 105,65 km.



Il ne reste que 7,66 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 1,18 % de fils nus de faible section.

3.4.2. Le réseau BT souterrain communal

615 communes possèdent du réseau souterrain sur leur territoire, soit 99,20 % de la concession.

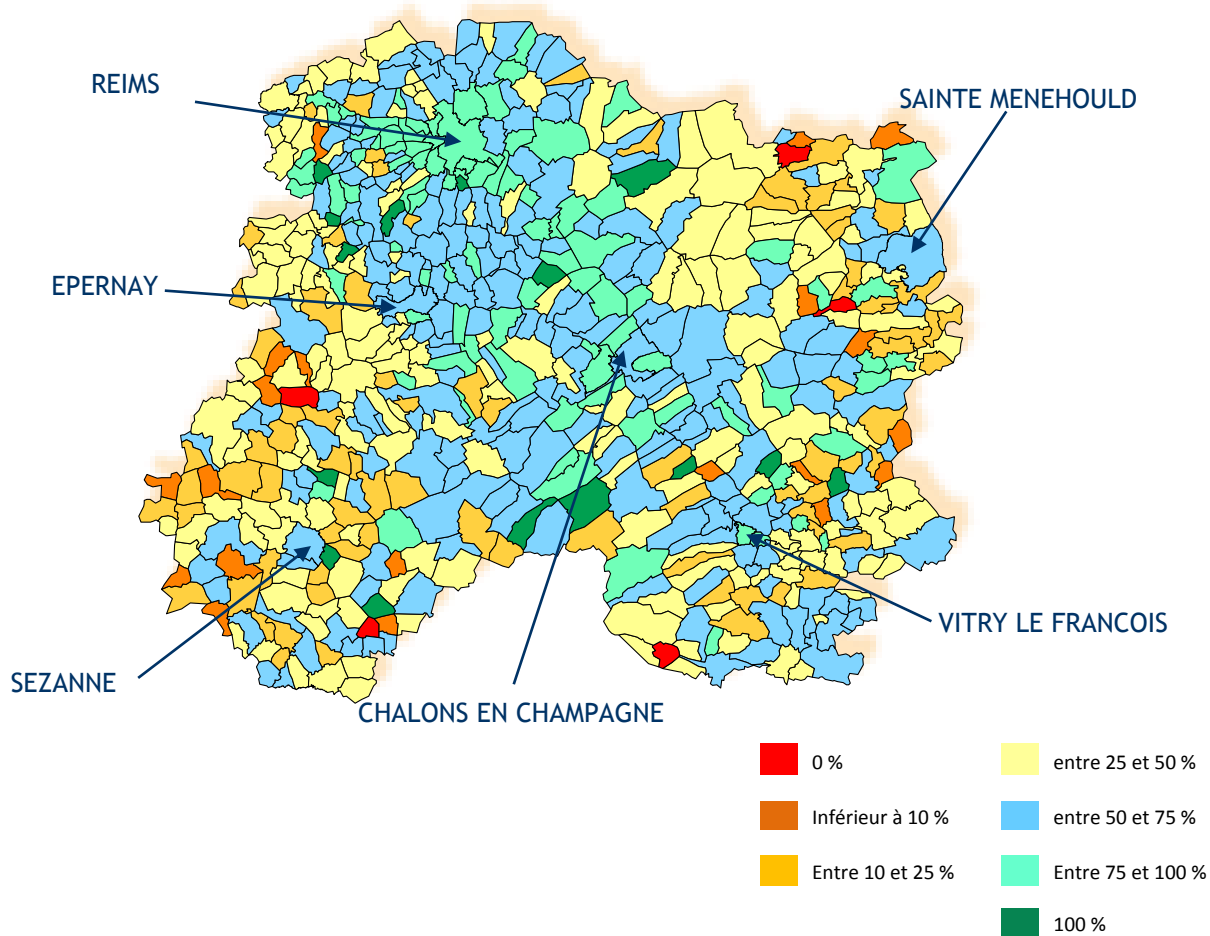
Dans le détail :

- ❖ 15 communes ont leur réseau entièrement en souterrain (2,42 %),
 - ✓ AUBERIVE,
 - ✓ DOMMARTIN LETTREE,
 - ✓ HAUSSIMONT,
 - ✓ ISSE
 - ✓ JONQUERY,
 - ✓ JUSSECOURT MINECOURT
 - ✓ LHERY,
 - ✓ LISSE EN CHAMPAGNE
 - ✓ MONTBRE,
 - ✓ OYES,
 - ✓ POURCY,
 - ✓ SAINT MARTIN AUX CHAMPS,
 - ✓ SAINT REMY SOUS BROYES,
 - ✓ THAAS,
 - ✓ VILLERS SOUS CHATILLON.
- ❖ 95 communes ont plus de 75 % de réseau BT souterrain (15,32 %),
- ❖ 217 communes ont entre 50 et 75 % de réseau BT souterrain (35,00 %),
- ❖ 186 communes ont entre 25 et 50 % de réseau BT souterrain (30,00 %),
- ❖ 82 communes ont entre 10 et 25 % de réseau BT souterrain (13,23 %),
- ❖ 20 communes ont moins de 10 % de réseau BT souterrain (3,23 %).

5 communes n'ont pas de réseaux souterrains (0,80 %)

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

LE TAUX DE RESEAUX BT SOUTERRAIN PAR COMMUNE



3.5. La fiabilité des données du concessionnaire

Tous les chiffres de ce chapitre sont issus des données transmises par ERDF. Celles-ci ne correspondent pas à la réalité. Des réseaux aériens et des postes « cabine haute » sont encore enregistrés alors que sur le terrain, les réseaux sont enfouis et des postes de nouvelle génération sont posés.



Le SIEM a répertorié tous les travaux réalisés. Tout n'est pas terminé. Mais déjà une longue liste d'ouvrage non enregistrés dans les inventaires techniques et comptables a été transmise à notre concessionnaire notamment avec le rapport de contrôle précédent. ERDF a effectué un gros travail en collaboration avec le SIEM pour retrouver et enregistrer ces travaux.



Néanmoins, la plupart des corrections ne figurent pas dans les données transmises pour ce contrôle. Elles ont été corrigées en 2013 ou 2014 alors que les données de ce contrôle ont été transmises en 2013 mais arrêtées au 31/12/2012. Il faudra quelques années pour que toutes les modifications apparaissent dans les fichiers les rendant conformes au patrimoine de la concession.

Au vu de l'inventaire technique des postes de transformation HTA/BT qui a été entrepris depuis plusieurs années et des corrections qui ont suivies, tous les espoirs sont permis. Nous resterons tout de même vigilants.

IV – LES TRAVAUX ET LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

4.1. Les travaux sur le réseau

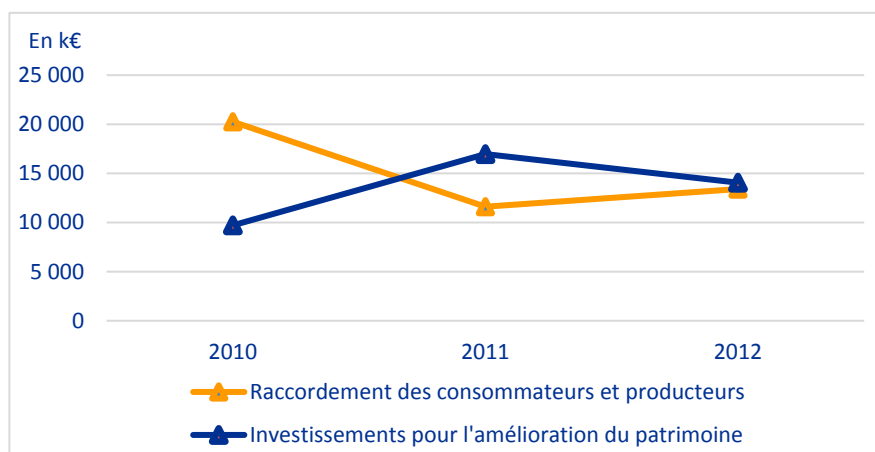
4.1.1. Les investissements d'ERDF en 2012

ERDF investit tant pour l'amélioration du patrimoine de la concession que pour les raccordements des consommateurs et des producteurs ainsi que pour la partie des postes sources que le concessionnaire gère.

Investissement ERDF (en k€)	2010	2011	2012
Raccordement des consommateurs et producteurs	20 255	11 609	13 407
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	9 713	16 965	14 053
1- Performance du réseau	6 775	14 472	10 976
Dont renforcement	2 032	3 962	2 606
Dont climatique	496	383	865
Dont modernisation	3 149	8 554	5 609
Dont moyens d'exploitation	1 098	1 573	1 896
2- Exigences environnementales et réglementaires	2 938	2 493	3 077
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	469	514	328
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 221	748	1 386
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	1 248	1 231	1 363
Investissements de logistique (dont immobilier)	143	77	193
Total en (k€)	30 111	28 651	27 653
<i>Dont investissements poste-sources</i>	<i>3 494</i>	<i>3 781</i>	<i>4 600</i>

L'évolution entre les deux postes d'investissement sur trois années :

Investissement ERDF (en k€)	2010	2011	2012
Raccordement des consommateurs et producteurs	20 255	11 609	13 407
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	9 713	16 965	14 053



4.1.2. Les investissements du SIEM

Le SIEM a mandaté au cours de l'année 2012, pour les travaux sur le réseau, 15 200 k€ répartis ainsi :

- ✓ Suppression de fils nus : 301 k€,
- ✓ Renforcements de réseaux : 2 052 k€,
- ✓ Extensions de réseaux : 2 841 k€,
- ✓ Effacements de réseaux : 10 006 k€,

Dont notamment des travaux en coordination avec ERDF :

Communes	Objet	Montant (en k€)	Linéaires posés (en m)	
			BT	HTA
PEAS	Effacement de réseau coordonné avec HTA	147	1040	
ISSE	Effacement rues d'Ambonnay, de Vaudemange	370	1240	1147
BROYES	Effacement de réseau coordonné avec HTA	284	1194	
CHALONS EN CHAMPAGNE	Effacement de réseau avenue de Paris	425	2135	
VITRY EN PERTHOIS	Renforcement postes "Lune Rose" et "St Etienne"	150	1150	

Plusieurs chantiers se sont terminés en 2012 et ont fait l'objet d'une « VRG⁴ » qui est le document reprenant toutes les caractéristiques des travaux. Il est réalisé par le SIEM et est utilisé par ERDF pour enregistrer les travaux du syndicat dans le patrimoine de la concession.

286 opérations ont fait l'objet d'une VRG pour un montant de 12 314 k€ :

- ✓ 102 effacements de réseaux : 8 336 k€,
Dont 50 ont permis la suppression de réseaux nus,
- ✓ 21 renforcements de réseaux : 1 927 k€,
- ✓ 163 extensions de réseaux : 2 051 k€.

Parmi lesquels les travaux coordonnés avec ERDF :

Communes	Objet	Montant (en k€)	Linéaires posés (en m)	
			BT	HTA
CHALONS EN CHAMPAGNE	Effacement avenue Jeanne d'Arc 2è tranche	327	1477,5	
SOMMESOUS	Renforcement - poste "Château d'eau"	114	411	
CHENIERS	Effacement - Rue Principale	71	455	

La coordination des travaux entre l'autorité concédante et le concessionnaire

Chaque concessionnaire et autorité concédante travaillent sur le réseau selon la répartition définie par le cahier des charges de concession. La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré la conférence départementale où autorité concédante et concessionnaire doivent mettre en commun leurs données afin de synchroniser au mieux leurs travaux.



Bien avant cette décision, le SIEM et la direction territoriale de la Marne d'ERDF ont toujours essayé de rationaliser leurs coûts en coordonnant leurs interventions sur leur réseau pour assurer une meilleure qualité de fourniture distribuée aux usagers.

Dans le cadre du protocole FNCCR – ERDF, il a été décidé de compléter le dispositif des conférences départementales par la production de Programmes Communs de Développement et de Modernisation des Réseaux (PCDMR), pluriannuels et prévisionnels. Le SIEM a été choisi avec trois autres syndicats pour participer à l'expérimentation de ce programme.

⁴ Valorisation des Remises Gratuites

4.2. La maintenance des ouvrages

4.2.1. 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 du réseau électrique effectués par le SIEM.

4.2.2. 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, à 40 ans pour les réseaux HTA et BT et depuis 2011, 50 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 :	27,69 années,
❖ Canalisations aériennes :	33,16 années,
❖ Canalisations souterraines :	15,14 années.

Ces moyennes sont légèrement plus élevées qu'en 2011. La raison de cette augmentation est plus à rechercher dans les retards d'enregistrement des opérations du SIEM dans les inventaires techniques que dans l'absence de travaux sur le réseau.

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

- ❖ 2 289 postes ont plus de 30 ans.
- ❖ Réseaux de plus de 40 ans :
 - ✓ 1 199 km de fils nus aériens HTA dont 11 km de fils nus de faible section,
 - ✓ 106 km de réseaux souterrains HTA,
 - ✓ 101 km de fils nus aériens BT,
 - ✓ 110 km de réseaux souterrains BT.
- ❖ Réseaux de plus de 50 ans :
 - ✓ 131 km de fils aériens torsadés BT.

Il n'y a pas à ce jour d'inventaire technique des ouvrages non localisés (transformateurs, branchements, compteurs etc...).

4.2.3. L'entretien des ouvrages

4.2.3.1. L'élagage

L'élagage des arbres le long des lignes électriques est une obligation du concessionnaire. ERDF a commencé en 2010, un premier inventaire de la végétation par le réseau HTA. Les zones boisées sur lesquelles sont situés les réseaux, sont recensées. En 2011, le concessionnaire a procédé à l'inventaire du réseau BT. En 2012, le recensement a, de nouveau, porté sur le réseau HTA :

- ✓ 1 640 km de réseau aérien HTA marnais ont été inventoriés.

Elagage réalisé sur le réseau HTA et BT sur la concession

Longueur de réseau HTA (km)	480
Longueur de réseau BT (km)	22

Les fichiers techniques relatifs aux interruptions HTA et BT dénombrent :

Pour des élagages insuffisants :

Pour le réseau BT

- ❖ 28 usagers coupés pour une moyenne de coupure de 1h28mn par usager coupé.

Pour le réseau HTA

- ❖ 5 683 usagers coupés dont 4 265 clients BT et 98 clients HTA pour une moyenne de coupure de 58,17 mn par usager coupé.

4.2.3.2. La surveillance des réseaux

Tous les ans, le concessionnaire s'assure du bon état du réseau HTA. En 2012, le survol des lignes 20 000 volts a été effectué entre le 15 octobre et le 16 novembre.

- ❖ Un hélicoptère a vérifié 1 410 km de réseaux,
- ❖ 490 points du réseau ont été identifiés et ont fait l'objet d'une intervention.

V – 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.

5.1. Le critère B

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère B (temps moyen de coupure d'alimentation BT 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).

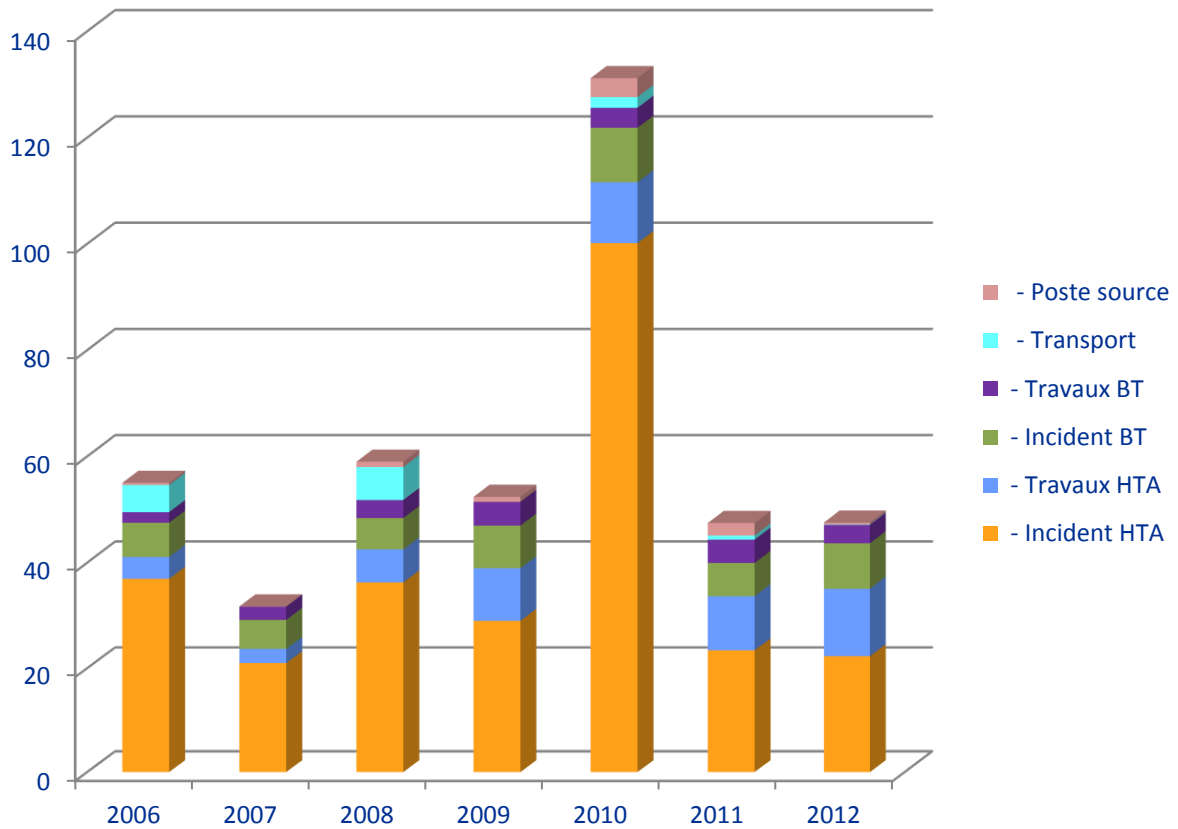
Critère B - Détail (mn)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
- Incident HTA	36,96	20,98	36,3	29,05	100,13	23,44	22,3
- Travaux HTA	4,11	2,73	6,2	9,91	11,47	10,26	12,8
- Incident BT	6,45	5,52	5,9	8,03	10,25	6,25	8,55
- Travaux BT	1,99	2,5	3,4	4,46	3,76	4,39	3,47
- Amont concession							
- Transport	5,12	0	6,2	0	2,02	0,76	0,08
- Poste source	0,39	0,03	1	0,94	3,57	2,37	0,34
Total B	55,02	31,76	59	52,39	131,2	47,47	47,54
- Dont Bclimatique	19,64	7,02	7,3	10,49	84,06	6,27	4,2

En 2012, la valeur du critère B est stable (+0,14 %). Néanmoins, il peut être constaté que les coupures amont sont en baisse de 2,71 mn et que celles liées au climat suivent pratiquement la même ligne (-2 mn). Il ressort donc que les coupures dues aux incidents et travaux sur les réseaux HTA et BT sont en hausse (+2,78 mn soit + 6,3 %).

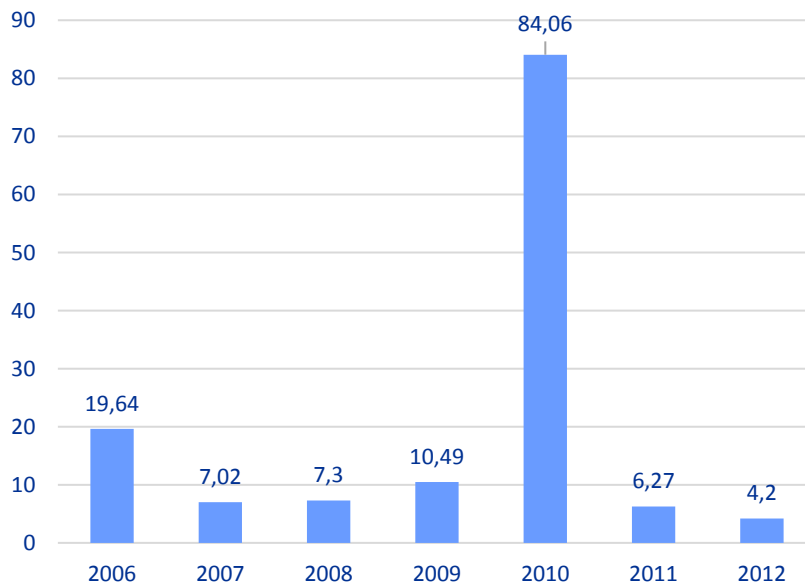
Plus finement, il est possible de constater que le temps moyen de coupure impliquant les réseaux HTA est en hausse de 1,4mn et celui impliquant le réseau BT présente une augmentation de 1,38mn. En discriminant les incidents des travaux pour les réseaux HTA, la hausse est imputable aux travaux (+2,54mn) alors qu'il est constaté une baisse de la durée liée aux incidents (-0,94mn).

Pour les réseaux BT, l'inverse est constaté, la part de temps de coupure est en hausse pour ce qui concerne les incidents (+2,3mn) et en baisse pour le temps de coupure lié aux travaux (-0,92mn). Nous analyserons l'ensemble de ces phénomènes plus avant dans le rapport.

Répartition du critère B



Bclimatique (mn)



L'année 2012 est l'année la plus climatiquement calme depuis 2006.

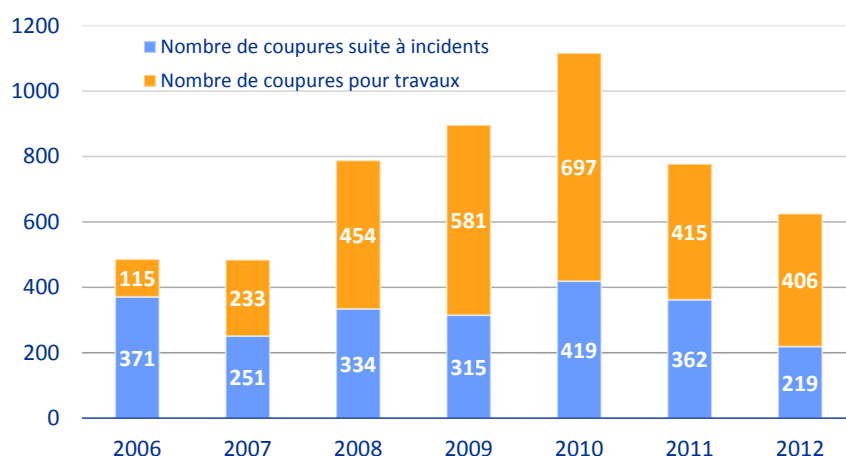
5.2. Le réseau HTA

5.2.1. Les interruptions de fourniture

5.2.1.1. La surveillance des réseaux

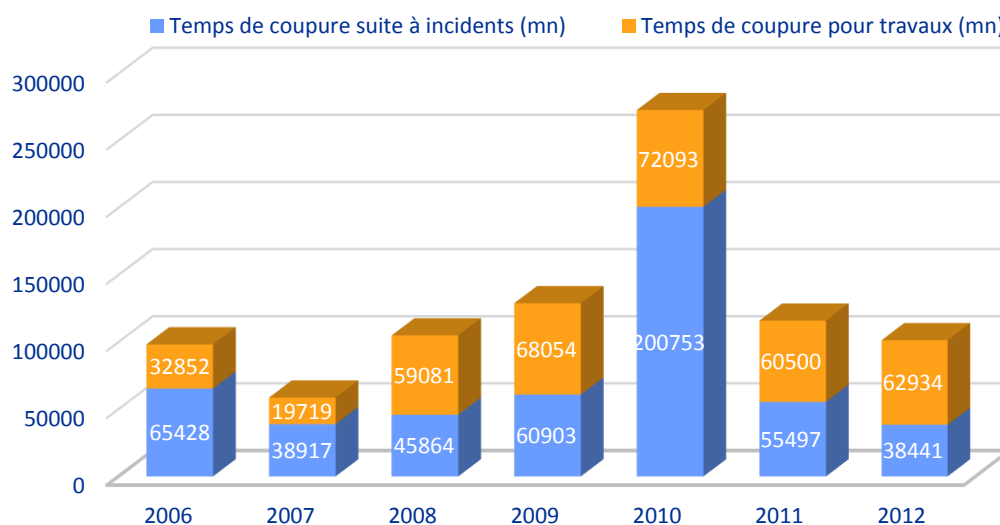
Comme indiqué dans le détail patrimonial, la concession, en 2012, était alimentée par 364 départs HTA représentant 6 125,46 km. Le réseau HTA a été le siège de 625 interruptions de fourniture se décomposant en 219 coupures suite à incident et 406 coupures pour travaux. Les interruptions sont considérées comme des coupures longues si elles sont supérieures en temps à 3mn.

Nombre de coupures sur le réseau HTA



Comme constaté précédemment, 2012 est l'année climatiquement la plus calme depuis 2006. Cela explique en partie la baisse du nombre de coupure lié à des incidents. Mais celle-ci est également, et il est agréable de le penser, due à une reprise forte des investissements du concessionnaire sur les réseaux HTA qui permettent de maintenir et d'améliorer leurs performances.

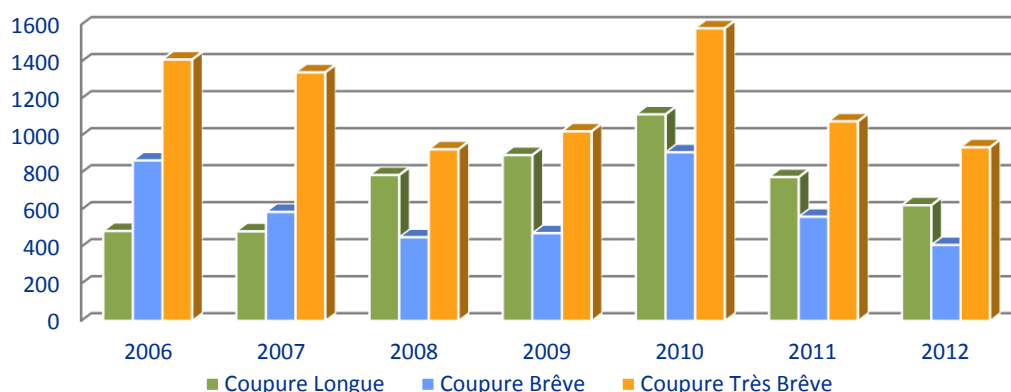
Temps de coupures sur le réseau HTA



Il peut être constaté que la durée des temps de coupure liée aux incidents est en corrélation directe avec la baisse du nombre de coupure ayant la même cause. Quant à la durée totale de coupure liée aux travaux, celle-ci reste sensiblement identique à celle constatée l'an passé, idem pour ce qui est du nombre d'interruption de fourniture pour travaux.

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) : 410
- ❖ Coupures très brèves (inférieures à 1s) : 938



Le nombre d'interruption de fourniture baisse fortement durant l'année 2012. Il est intéressant de noter que le nombre de coupure très brève (microcoupure) est en baisse sensible. Ce phénomène, bien que n'entrant plus dans l'évaluation de la qualité d'énergie distribuée, est un évènement fortement perturbateur pour l'ensemble des appareils électroniques et informatiques et donc non négligeable pour les particuliers comme pour les professionnels ne disposant pas d'onduleurs.

5.2.2. Les analyses des coupures longues

5.2.2.1. Généralités

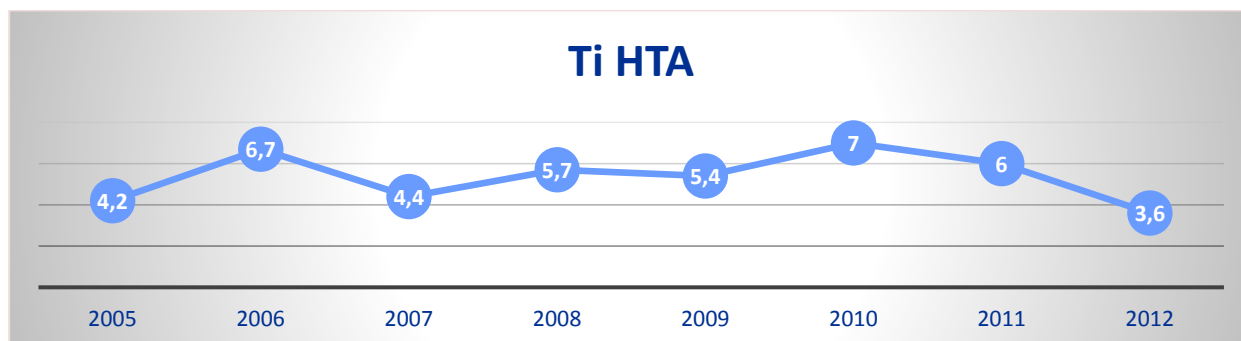
La base statistique du concessionnaire relate 625 interruptions de fourniture d'électricité supérieures à 3 mn en 2012 (219 incidents et 406 coupures pour travaux) ayant généré 1 689,6 heures de coupures cumulées sur le réseau HTA, soit près de 90 jours.

5.2.2.2. Coupures suites à incidents

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

En 2012, il a été dénombré 219 incidents pour une longueur du réseau HTA de 6 125,46 km, soit un taux d'incident T_i au 100km de :

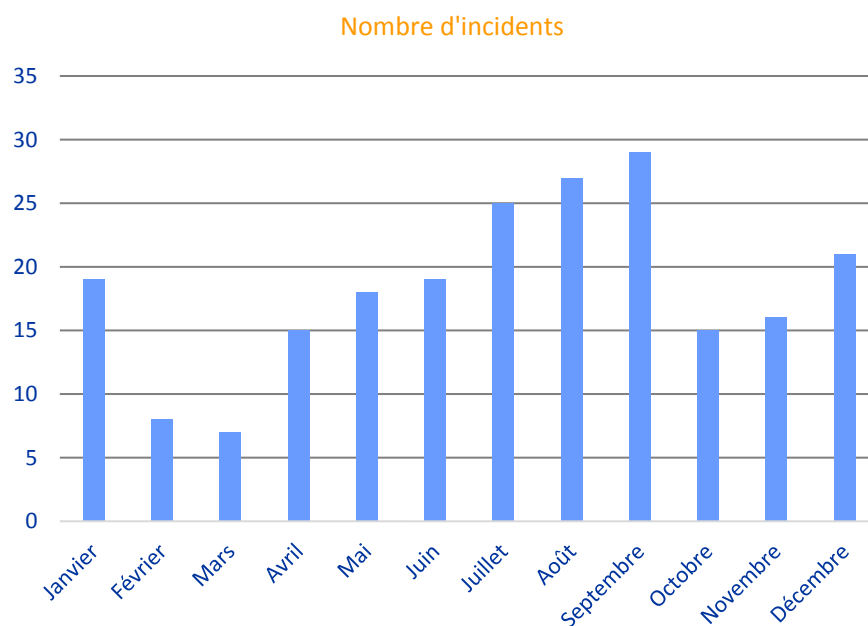
$$T_i = (219 * 100) / 6125,46 = 3,6$$



2012 est l'année où le taux d'incidents par 100 km de réseau HTA est le plus faible et cela depuis 2005. L'année climatiquement calme est certainement pour beaucoup dans ce résultat, **mais il ne peut pas être retiré à notre concessionnaire que les investissements réalisés sur ce type de réseau (maintenance lourde, modernisation, fiabilisation et renouvellement) sont également à l'origine de la baisse constatée.**

b) Répartition mensuelle des incidents

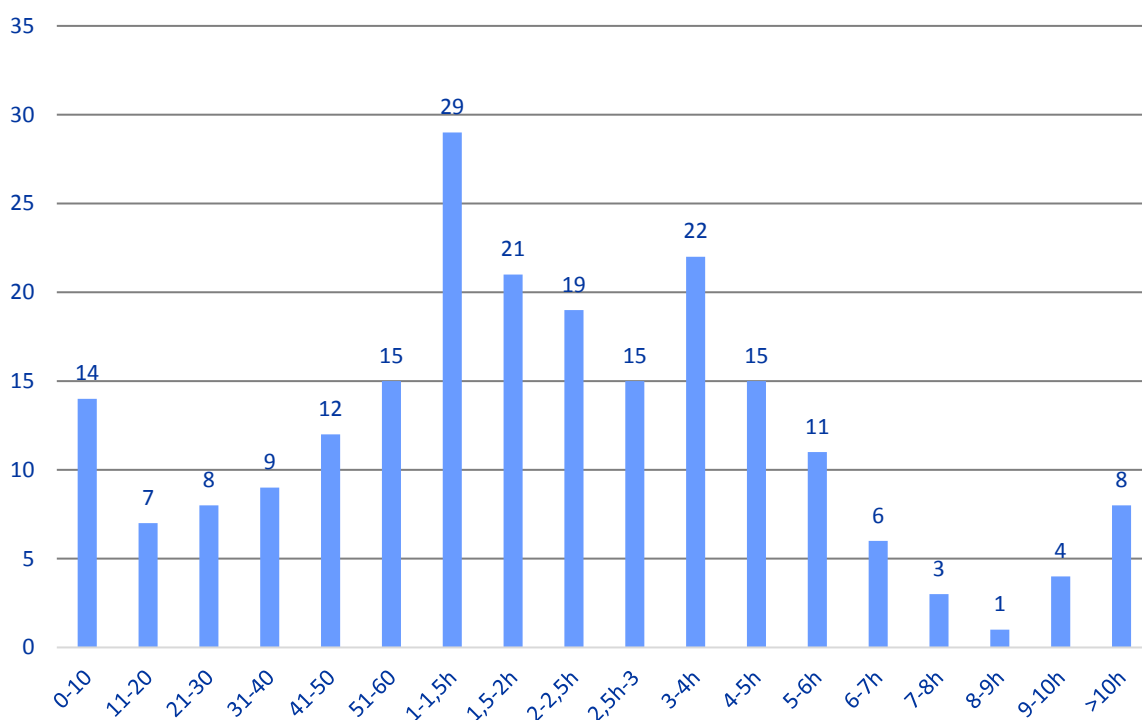
Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Incidents	19	8	7	15	18	19	25	27	29	15	16	21



c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 175,53 mn avec une durée mini de 4 mn et maxi de 1 366 mn (13h46mn)

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

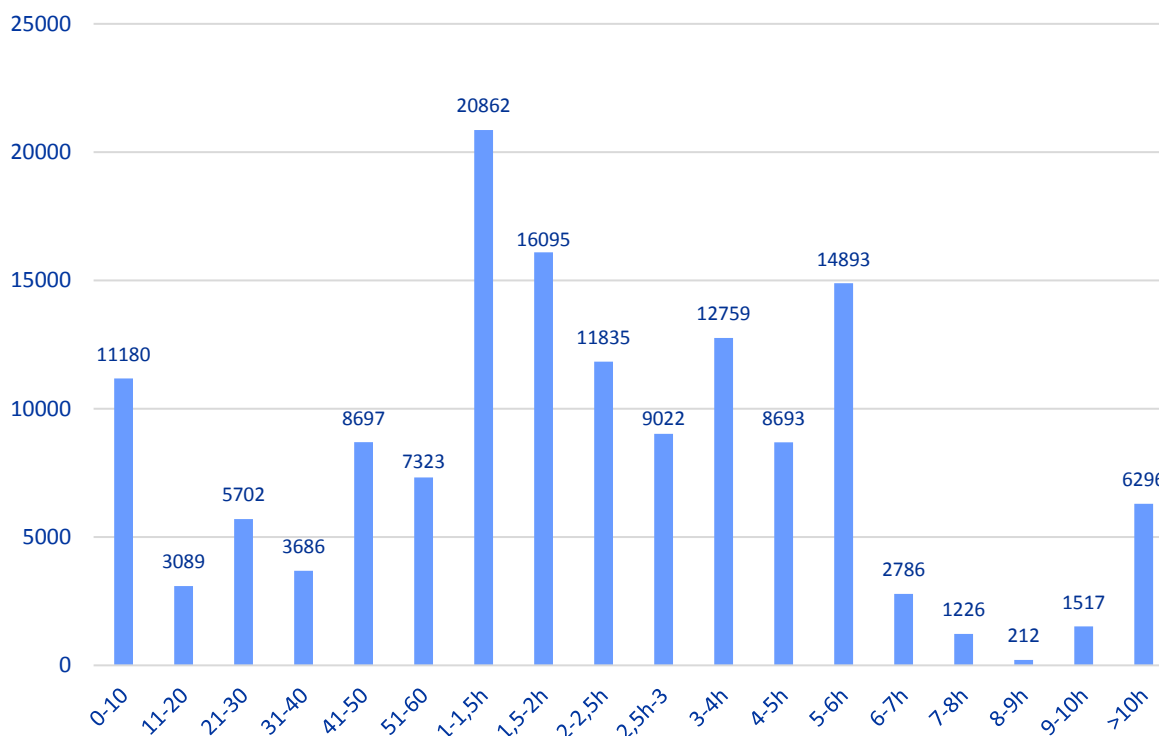


Les caractéristiques des incidents dont la durée est supérieure à 10h sont les suivantes :

Nom du poste source	Date	Durée (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
FERE(-EN-TARDENOIS)	30/12/2012	611	406	Lignes aériennes	Cause inconnue
MAUPAS (A CONTEAULT)	30/08/2012	694	140	Lignes aériennes	Vehicule - corps étranger
REVIGNY	27/07/2012	949	1577	Lignes aériennes	Défaillance de matériel
PRIEURE (LE)	03/01/2012	978	749	Lignes aériennes	Arbres et dérivés
MAROLLES	05/01/2012	982	320	Pas de dégât	Cause inconnue
BARBUISE	22/08/2012	1226	323	Lignes aériennes	Travaux de tiers
MURIGNY	05/01/2012	1365	1890	Lignes aériennes	Aléas climatique (foudre,...)
PRIEURE (LE)	05/01/2012	1366	891	Lignes aériennes	Aléas climatique (foudre,...)

En 2012, il est dénombré :

- ✓ 8 incidents qui ont eu une durée supérieure à 10 h.
L'ensemble de ces 8 incidents ont pour siège le réseau aérien.
- ✓ 22 incidents supérieurs à 6 h.
15 ont leur siège sur le réseau aérien.



Ces incidents ont occasionné une coupure d'électricité supérieure à 10 heures pour 1153 abonnés. Quant aux coupures de plus de 6 heures, elles ont touchés 3976 abonnés soit 1,28 % du nombre total d'abonnés.

d) Répartition des incidents selon le siège :

Siège synthèse	Nombre	% du total	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nombre de clients BT impactés
autres sièges	6	2,74%	43	0,11%	4 262
Canalisations souterraines	62	28,31%	5873	15,28%	54 246
Liaisons aéro-souterraines	4	1,83%	1346	3,50%	767
Lignes aériennes	76	34,70%	22347	58,13%	43 755
Pas de dégât	45	20,55%	5085	13,23%	19 333
Postes HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	18	8,22%	3612	9,40%	10 279
Postes source	8	3,65%	135	0,35%	1 457
Total général	219	100%	38441	100%	134 099

Avec 219 incidents sur le réseau HTA, 2012 est l'année la plus calme de la décennie concernant l'accidentologie.

Le nombre d'incidents sur le réseau aérien représente 34,7 % du total, mais surtout 58,13 % du temps total de coupure (22 347m pour 43 755 abonnés impactés). Parallèlement, les réseaux souterrains ne sont responsables que de 28,31 % du temps de coupure. Ils ont généré une gêne pour 54 246 abonnés.

Néanmoins, le réseau aérien étant plus présent que le souterrain, il semble intéressant de regarder ces chiffres en taux d'accidents par 100 km :

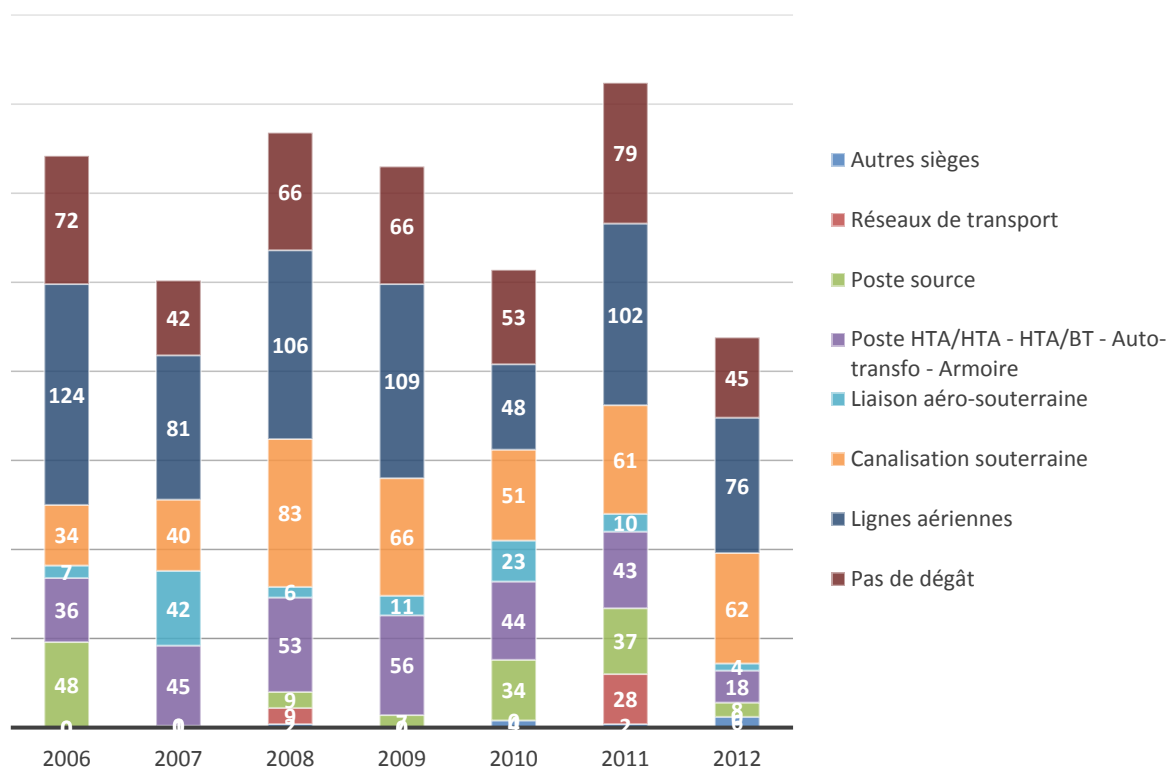
$$TI^{HTA}_{Souterrain} = (62 * 100) / 2 652,953 \text{ km} = 2,34$$

$$TI^{HTA}_{Aérien} = (76 * 100) / 3 472,505 \text{ km} = 2,19$$

Il ressort que statistiquement le réseau aérien est plus « sûr » que son homologue souterrain. Toutefois, l'écart constaté est minime vis-à-vis de l'impact du temps de coupure qui est de 3,8 fois supérieur pour l'aérien par rapport au souterrain.

Cet exercice montre bien qu'à ce jour, le réseau HTA souterrain, même s'il est plus sensible à certains aléas, reste beaucoup plus efficient dans sa gestion. Les importants investissements que fait le concessionnaire pour la modernisation de nos réseaux ne peuvent être que responsable de cette situation. Il est important de le souligner.

Evolution des incidents suivant leur siège



e) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	% du total	Durée (mn)	% du temps de coupure	Nombre de clients BT coupés
Aléas climatique (foudre,...)	7	3,20%	4 607	11,98%	7 788
Animaux	13	5,94%	2 495	6,49%	4 973
Arbres et dérivés	20	9,13%	5 025	13,07%	12 796
Autres causes	7	3,20%	46	0,12%	5 221
Cause inconnue	27	12,33%	4 470	11,63%	12 237
Défaillance de matériel	91	41,55%	13 281	34,55%	66 791
Fausse manœuvre	3	1,37%	44	0,11%	591
Installation de clients HTA	8	3,65%	1 175	3,06%	509
Mise en sécurité - dépassement de capacité électrique	2	0,91%	22	0,06%	1 340
Travaux de tiers	21	9,59%	3 508	9,13%	10 404
Usure naturelle	15	6,85%	2 198	5,72%	10 216
Vehicule - corps étranger	5	2,28%	1 570	4,08%	1 233
Total général	219	100%	38 441	100%	134 099

Il peut être également détaillé, pour chaque catégorie de siège, les causes des incidents :

Siège synthèse	Cause synthèse	Total
autres sièges	Autres causes	6
Total autres sièges		6
Canalisation souterraine	Arbres et dérivés	1
	Défaillance de matériel	41
	Travaux de tiers	13
	Usure naturelle	6
	Vehicule - corps étranger	1
Total Canalisation souterraine		62
Liaison aéro-souterraine	Animaux	1
	Défaillance de matériel	3
Total Liaison aéro-souterraine		4
Lignes aériennes	Aléas climatique (foudre,...)	7
	Animaux	8
	Arbres et dérivés	17
	Cause inconnue	3
	Défaillance de matériel	23
	Travaux de tiers	8
	Usure naturelle	7
	Vehicule - corps étranger	3
Total Lignes aériennes		76
Pas de dégât	Animaux	3
	Arbres et dérivés	1
	Cause inconnue	24
	Défaillance de matériel	6
	Fausse manœuvre	1
	Installation de clients HTA	8
	Mise en sécurité - dépassement de capacité électrique	2
Total Pas de dégât		45
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	Animaux	1
	Arbres et dérivés	1
	Défaillance de matériel	13
	Usure naturelle	2
	Vehicule - corps étranger	1
Total Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire		18
Poste source	Autres causes	1
	Défaillance de matériel	5
	Autres causes	2
Total Poste source		8
Total général		219

Il ressort de cette analyse que la cause principale d'incident quel que soit son siège est « la défaillance du matériel » avec près de 42 % du nombre d'incidents :

	Nombre
Canalisations souterraines	41
Liaisons aéro-souterraines	3
Lignes aériennes	23
Pas de dégât	6
Postes HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	13
Postes source	5
Total défaillance matériel	91

Plus particulièrement, sur le réseau souterrain, le siège de ces incidents est le suivant :

	Nombre	Nombre de clients impactés	Durée (mn)
Boite de jonction	27	23 025	2 546
Câble	14	16 495	1 251
Total	41	39 520	3 797

Pour les réseaux souterrains, il serait intéressant de pouvoir avoir accès de façon plus précise à l'accidentologie liée aux défaillances de matériel afin de savoir à quoi sont spécifiquement dus ces incidents :

- vieillissement du matériel (prématuré ou non),
- mauvaise mise en œuvre,
- ...etc

Cette demande faite l'an passé pour les mêmes raisons, est restée sans réponse. Pourtant, le concessionnaire possède l'ensemble des données nécessaires à une analyse plus détaillée. Il faut se souvenir qu'en 2011, cette cause d'incident représentait déjà 27 % du nombre d'incident avec 99 défaillances signalées pour 362 incidents (toutes causes confondus).

5.2.2.3. 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...).

Cause	Total
Autres causes	109
équipe TST indisponible	2
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des ouvrages)	3
pas de TST: cause économique	9
pas de TST: condition atmosphérique ou visibilité	48
Réparation définitive suite à incident	5
Traitement PCB	5
Travaux de maintenance courante (hors élagage)	13
Travaux de raccordement sous MOA ER	8
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	7
Travaux de tiers à proximité des ouvrages	8
Travaux d'élagage	23
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ER	10
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	6
travaux irréalisables sous tension	145
Travaux urgents (mise en sécurité décidée par ERDF)	5
Total général	406

Il est intéressant de noter que le concessionnaire a, cette année, apporté une précision supplémentaire aux causes de ces interruptions de fourniture en ajoutant les travaux de raccordement faits par le concessionnaire et le concédant.

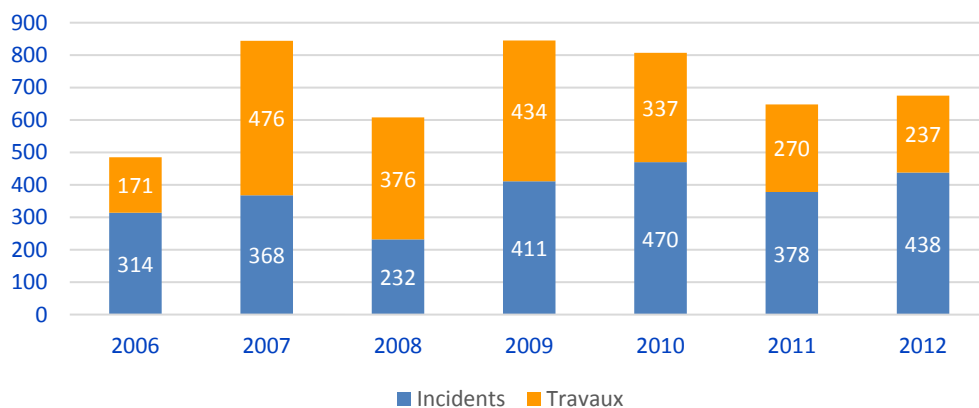
Cause	Total	%	Durée	Nbre de clients impactés
Travaux de raccordement sous MOA ER (SIEM)	8	1,97%	1 964	635
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ER (SIEM)	10	2,46%	1 434	539
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	7	1,72%	2 085	449
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	6	1,48%	1 593	287
Total général	31	7,64%	7 076	1910

5.3. Le réseau BT

5.3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau basse tension de la concession a été le siège de 675 coupures basse tension répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2012 pour une durée totale de 107 022 minutes (environ 1783 h).

Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures suite à incidents (438 pour une durée de 86 211 minutes) et les coupures pour travaux (237 pour une durée de 20 811 minutes).

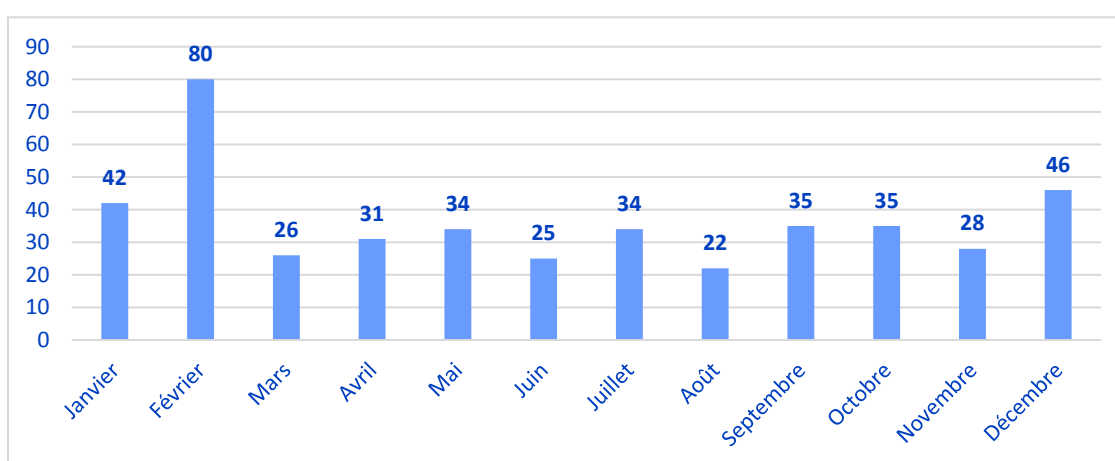


5.3.2. L'analyse des coupures longues

L'analyse suivante porte sur 438 coupures suite à incident pour une durée totale de 86 211 mn soit 1 177 h.

5.3.2.1 Répartition mensuelle des coupures

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Incidents	42	80	26	31	34	25	34	22	35	35	28	46



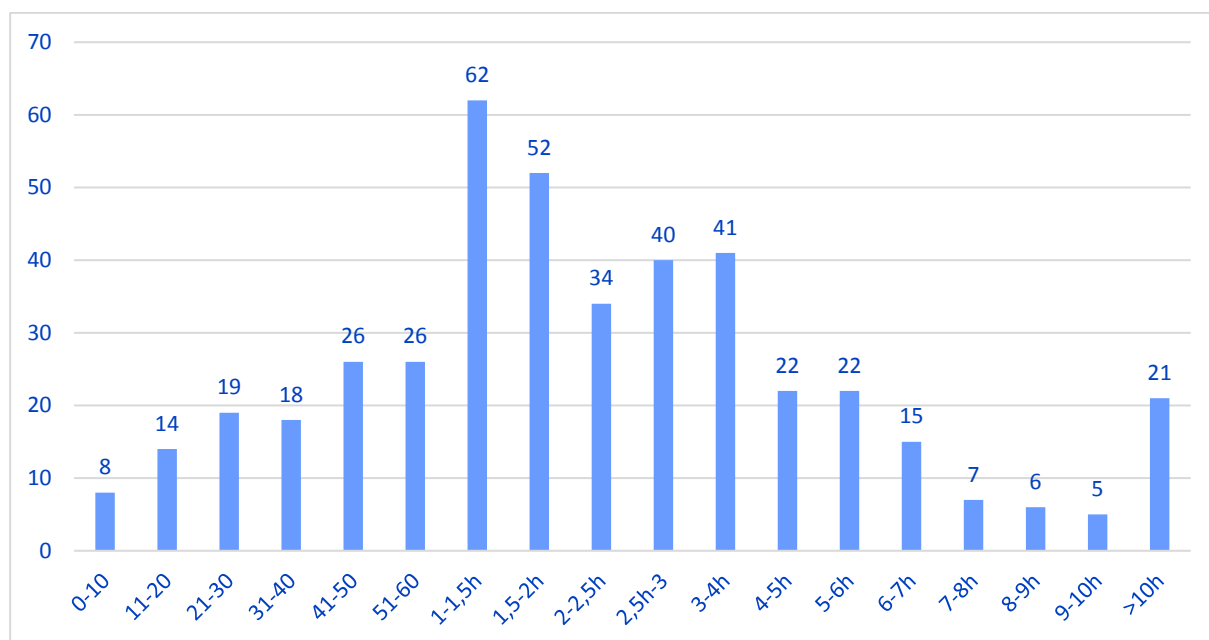
La moyenne des incidents est de 36,5 par mois avec 3 mois ayant subi plus d'incidents que la moyenne et un pic important en février 2012. Un regard rapide sur la cause des incidents de février permet de remarquer que 47 des 80 incidents répertoriés sur ce même mois proviennent d'un dépassement de capacité électrique des postes de transformation HTA/BT. L'hiver 2012, et notamment le mois de février, a été très froid ce qui peut expliquer en grande partie ce pic d'incidents.

5.3.2.2 Durée des coupures

La durée moyenne d'une coupure est de 197 m par incident avec :

- ❖ une durée minimale de 5 mn le 19/01/2012 pour un dépassement de capacité électrique sur un transformateur à FERE CHAMPENOISE,
- ❖ une durée maximale de plus de 72 h le 18/08/2012 pour une défaillance de matériel sur une boîte de dérivation souterraine à EPERNAY.

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

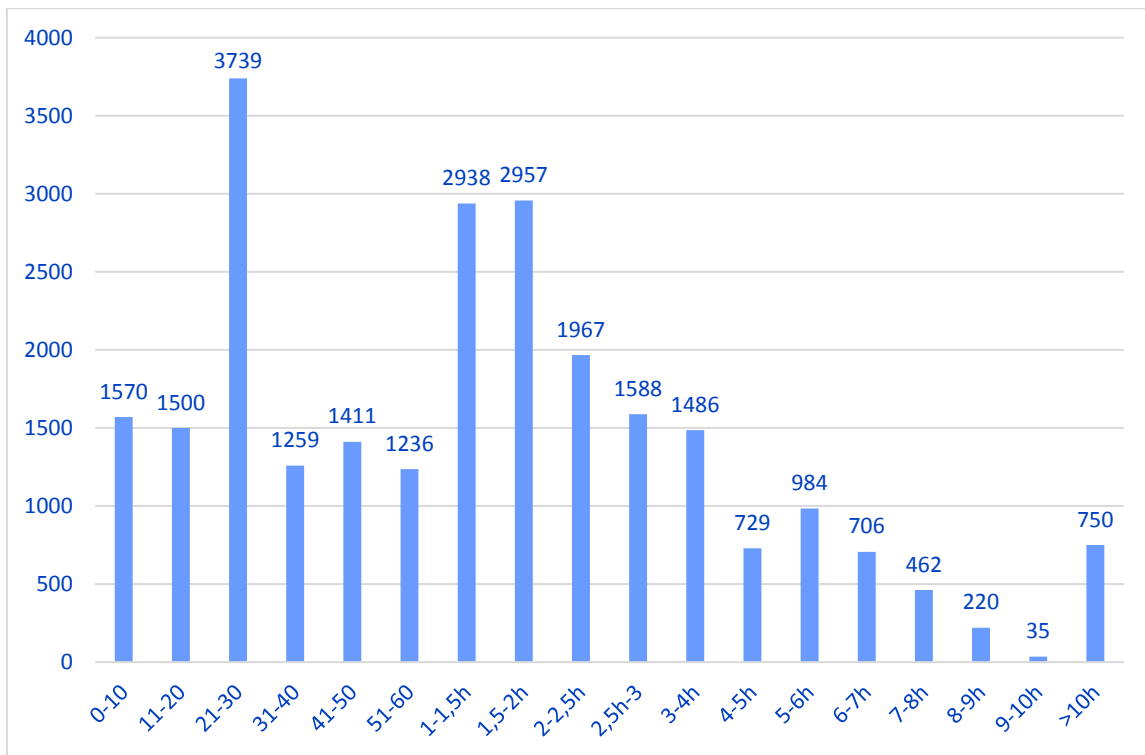


Il est à noter que 225 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (soit 50,22 % des incidents). Sur les 213 incidents restants, 21 ont une durée supérieure à 10 heures.

Sur ces 21 incidents, 12 (soit 57 %) ont pour cause à une défaillance de matériel :

Durée (mn)	Libellé commune	Libellé Siège de l'interruption	Nombre total de clients coupés
602	MUIZON	incidents BT avec siège sur branchement BT	32
626	SILLERY	canalisation souterraine BT: boîte de jonction	13
649	LOIVRE	incidents BT avec siège sur branchement BT	7
659	CHALONS-EN-CHAMPAGNE	Ligne à conducteurs isolés	91
709	MARDEUIL	canalisation souterraine BT: boîte de dérivation	29
718	EPERNAY	canalisation souterraine BT: câble	1
881	REIMS	canalisation souterraine BT: boîte de jonction	10
991	REIMS	incidents BT avec siège sur branchement BT	31
1081	REIMS	canalisation souterraine BT: câble	15
1170	SAUDOY	canalisation souterraine BT: boîte de jonction	20
1775	REIMS	Autres accessoires BT	30
4345	EPERNAY	Accessoire de dérivation ou BT	21

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, 16 610 clients soit 65,04% des clients coupés suite à incident.

Néanmoins, 750 clients ont supporté un temps d'interruption supérieur à 10 heures dont 140 usagés coupés plus de 20 h.

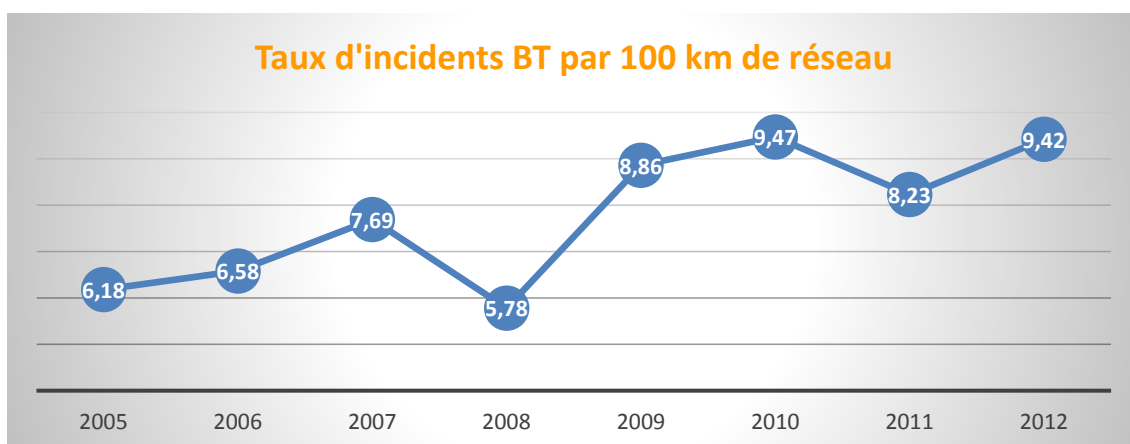
5.3.2.3 Taux d'incident par 100km de réseau BT

En 2012, il a été dénombré 438 incidents pour une longueur de réseau BT de 4 647,54 km.

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

$$T_i = (438 * 100) / 4\ 647,54 = 9,42$$

On peut donc estimer une probabilité de 9,42 incidents pour 100 km de réseau.



5.3.2.4 Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège synthese	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure total	Clients coupés
Branchements BT	82	13 017	15,10%	2 621
inconnu	5	1 141	1,32%	115
Liaisons aéro-souterraines	6	1 363	1,58%	336
Lignes aériennes	85	22 878	26,54%	2 077
Pas de dégat	79	8 510	9,87%	3 255
Postes HTA/BT	72	10 631	12,33%	2 887
Réseaux souterrains	109	28 671	33,26%	3 945
Total général	438	86 211	100,00%	15 236

Le réseau souterrain reste le type de réseau le plus sensible avec 109 incidents (soit près de 25 % du nombre d'incident). Les causes de ces nombreux incidents seront analysées dans le chapitre suivant.

Le réseau aérien a été le siège de 85 incidents (soit près de 20 % du total). Cependant, parmi ces incidents, 63 sont répertorié sur les réseaux aériens de fils nus.

b) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	Durée (mn)	% temps coupure/cause	Clients coupés
Aléas climatique	6	1 514	1,76%	170
Animaux	1	180	0,21%	32
Arbres et dérivés	5	553	0,64%	42
Autre cause	5	1 571	1,82%	96
Cause inconnue ou non recherchée	26	3 475	4,03%	939
condensation, inondation, incendit, malveillance	23	5 301	6,15%	979
Conducteurs dérégés	3	416	0,48%	68
Défaillance de matériel	149	34 416	39,92%	4 693
Défaut de conception-montage	18	3 002	3,48%	698
Dépassement de capacités électriques	67	7 851	9,11%	2 655
Dépassement de capacités électriques - mise en sécurité	3	215	0,25%	87
Pollution, corrosion	1	98	0,11%	56
Travaux de tiers	63	11 867	13,77%	2 554
Usure natuelle	50	12 214	14,17%	1 841
Véhicule	18	3 538	4,10%	326
Total général	438	86 211	100,00%	15 236

La cause principale d'incident est, comme pour le réseau HTA, la défaillance du matériel (149 incidents soit 34,02 % du total des incidents). Elle a impacté près de 31 % des clients pour 40 % du temps de coupure.

SIEGE	Nombre
Branchements BT	22
Liaisons aéro-souterraines	2
lignes aériennes	36
<i>Conducteurs nus</i>	17
<i>Support</i>	1
<i>Accessoires</i>	13
<i>Réseaux torsadés</i>	5
Sans dégâts	26
Postes de transformation HTA/BT	22
Réseaux souterrains	41
<i>Boîte souterraine(*)</i>	19
<i>Câble souterrain</i>	11
<i>Coffret hors sol</i>	11
TOTAL DEFAILLANCE MATERIEL	149

Pour les lignes aériennes, 17 défaillances portent sur les réseaux nus. Avec les accessoires, cela porte à 40 le nombre de défaillance sur ce type de réseau. **Sachant que ces derniers ont plus de 40 ans (durée d'amortissement), ne devrait-on pas parler de VÉTUSTÉ ?**

Quant au réseau souterrain, comme pour le réseau HTA, les défaillances sont en plus grand nombre sur les boîtes souterraines.

Le SIEM demande à ERDF de lui transmettre le suivi qualité des boîtes afin d'analyser plus finement le phénomène (mauvaise mise en œuvre, défaut de fabrication).

(*) Les boîtes souterraines sont destinées principalement aux raccordements souterrains des particuliers.

Les dépassements de capacité électrique, seconde cause d'incident, sont recensés pour 53 des 67 évènements pendant la forte période de froid que nous avons rencontré à la fin de l'hiver 2012.

Enfin, malgré les efforts importants de sensibilisation faits par notre concessionnaire, les incidents pour travaux de tiers (même s'ils sont en baisse par rapport à 2012) restent encore très importants.

5.4. Les contraintes électriques

5.4.1. 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* ».

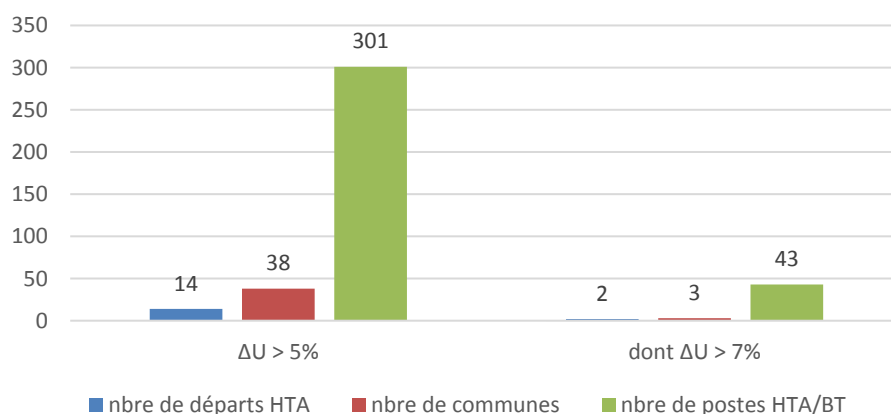
Le cahier des charges de concession du RAG dispose à cet égard que « *la valeur de la tension fixée dans chaque contrat d’abonnement ne devra pas s’écarter de plus de 5%, en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension est inférieure à 60kV... La tension mesurée au point d’utilisation en service 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, 95,98% des départs HTA entrent dans les tolérances du cahier des charges de concession.

Il persiste cependant 14 départs qui ont atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension.

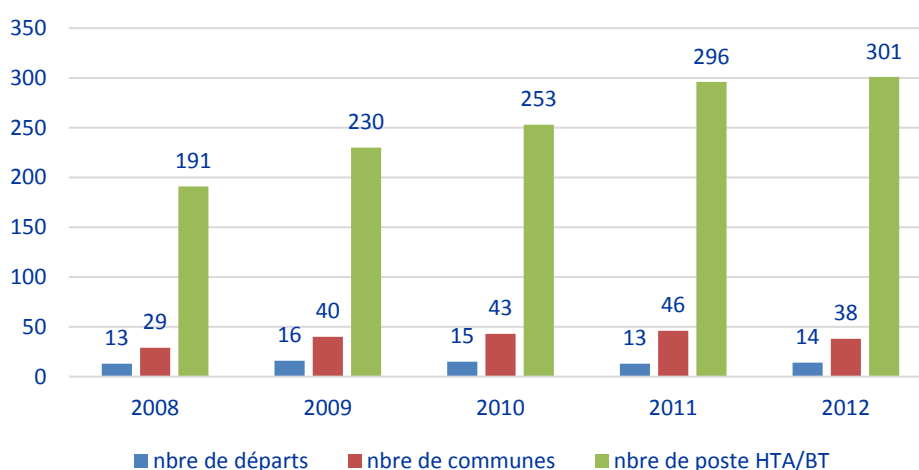
Ces 14 départs impactent 38 communes et 301 postes de transformation HTA/BT :

DEPARTS IMPACTÉS DEPASSANT LE SEUIL DE TENSION



La chute de tension maximum constatée est de 9,34 %.

EVOLUTION DES DEPARTS EN CONTRAINTE



Le nombre de départs en contrainte est en légère hausse par rapport à l'année 2011 (+ 2 départ). Néanmoins, le nombre de poste subissant ces chutes est en évolution ce qui amène à penser que la situation des départs impactés est en nette dégradation.

En effet, deux départs sont entrés (DOITTE et ARDRES) dans les départs en contraintes avec 10 postes impactés, soit un total de 33 postes HTA/BT supplémentaires impactés sur les départs signalés en contraintes avant 2011.

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

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
ARDRE	9	5,10%
AOUGNY	3	5,10%
LAGERY	6	5,10%
BERGER	17	5,24%
BAYE	13	5,24%
CHAMPAUBERT	4	5,09%
CERNON	1	5,11%
BREUVERY-SUR-COOLE	1	5,11%
DAMERY	27	5,41%
BRUGNY-VAUDANCOURT	8	5,41%
SAINT-MARTIN-D'ABLOIS	10	5,17%
VINAY	9	5,36%
DOITTE	1	6,36%
HAUSSIMONT	1	6,36%
HAUTVI	3	5,02%
MARFAUX	3	5,02%
JONCHE	41	5,70%
BRANSCOURT	3	5,66%
COURCELLES-SAPICOURT	4	5,70%
JONCHERY-SUR-VESLE	17	5,29%
MONTIGNY-SUR-VESLE	1	5,23%
PEVY	3	5,59%
PROUILLY	9	5,57%
VANDEUIL	4	5,09%
LINTHE	31	9,34%
CONNANTRE	25	9,34%
LINTHES	5	6,12%
SAINT-LOUP	1	5,45%
MOURME	26	6,59%
MOURMELON-LE-GRAND	26	6,59%
ORBAIS	39	6,79%
LA VILLE-SOUS-ORBAIS	9	6,51%
LE BREUIL	13	6,79%
ORBAIS-L'ABBAYE	17	6,37%
PARGNY	43	8,30%
PARGNY-SUR-SAULX	16	8,30%
SERMAIZE-LES-BAINS	27	7,21%

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
PLEURS	41	6,58%
ANGLUZELLES-ET-COURCELLES	5	6,34%
COURCEMAIN	3	5,98%
FAUX-FRESNAY	13	6,58%
GRANGES-SUR-AUBE	7	6,26%
MARIGNY	5	5,55%
SAINT-SATURNIN	3	5,95%
THAAS	4	5,83%
VOUARCES	1	6,09%
QUEUDE	13	5,69%
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	5	5,53%
LA CHAPELLE-LASSON	6	5,69%
MARSANGIS	2	5,58%
THIERR	9	5,18%
TRIGNY	9	5,18%

	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
	Départs déjà signalés en contrainte en 2011

Vis-à-vis des contraintes signalées sur le réseau HTA, il est toutefois à remarquer que seuls 2 départs sur les 14 dépassent 7 % de chute de tension (LINTHE ET PARGNY). Les 12 autres départs sont répartis de la façon suivante :

Chute de tension par départs :

5% ≤	6	< 5,5%
5,5% ≤	2	≤ 6%
6,5% ≤	4	≤ 7 %.

5.4.2. Le réseau basse tension (BT)

Statistiquement parlant, 99,90% 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.

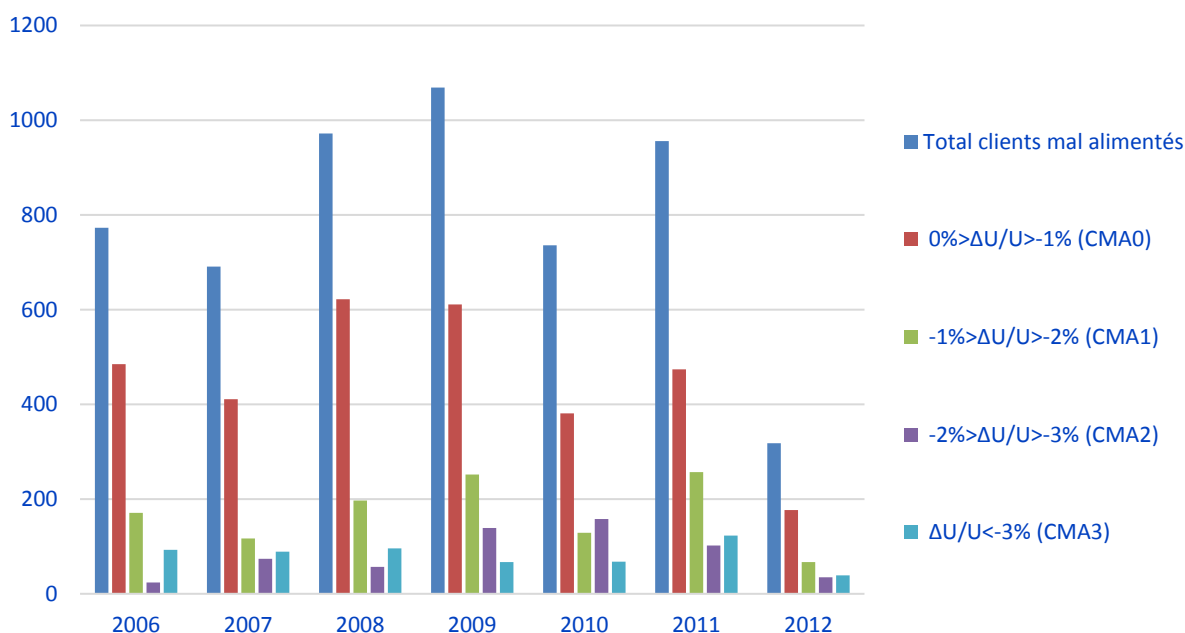
Ce dernier fixe la tension à 230 volts pour le courant monophasé et à 400 volts pour le courant triphasé, étant entendu que les tensions au point de livraison doivent être comprises entre 207 et 253 volts pour le monophasé ($-10\% < \Delta < +10\%$) et entre 360 et 440 volts pour le triphasé.

Toutefois, il demeure 318 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 (dans le niveau de détail ou la concession se trouve aujourd'hui). 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 PLAGES DE TENSION



La concession, et nous ne pouvons que nous en féliciter, a vu fondre ses clients mal alimentés (CMA). Cette baisse drastique de 638 CMA est en grande partie due à l'adaptation du niveau de tension du réseau HTA de 20 000 V à 20 800 V ainsi qu'à des modifications de l'outil SIG (GDO)⁵ vis-à-vis de la modélisation météorologique entre autre.

Baisse des clients mal alimentés

	Nombre	% de perte
0% > ΔU/U > -1% (CMA0)	-297	-62,66
-1% > ΔU/U > -2% (CMA1)	-190	-73,93
-2% > ΔU/U > -3% (CMA2)	-67	-65,69
ΔU/U < -3% (CMA3)	-84	-68,29
Clients mal alimentés	-638	-66,74



Toutefois, nous réfutons, en partie, les résultats rendus par l'outil de gestion des ouvrages vu que les « mailles du filet » de cet outil sont trop grandes dans le niveau de détail où se trouve aujourd'hui la concession.

⁵ Système d'Information Géographique (celui d'ERDF se nomme Gestion Des Ouvrages)

Il suffit de dénombrer les fiches problèmes que transmet ERDF sur des chutes de tension non signalées par l'outil GDO pour se rendre compte de son inefficacité latente. Néanmoins, cet outil qui n'a pas été conçu à la base pour dénombrer des CMA, reste un outil performant dans des situations autres que la nôtre.

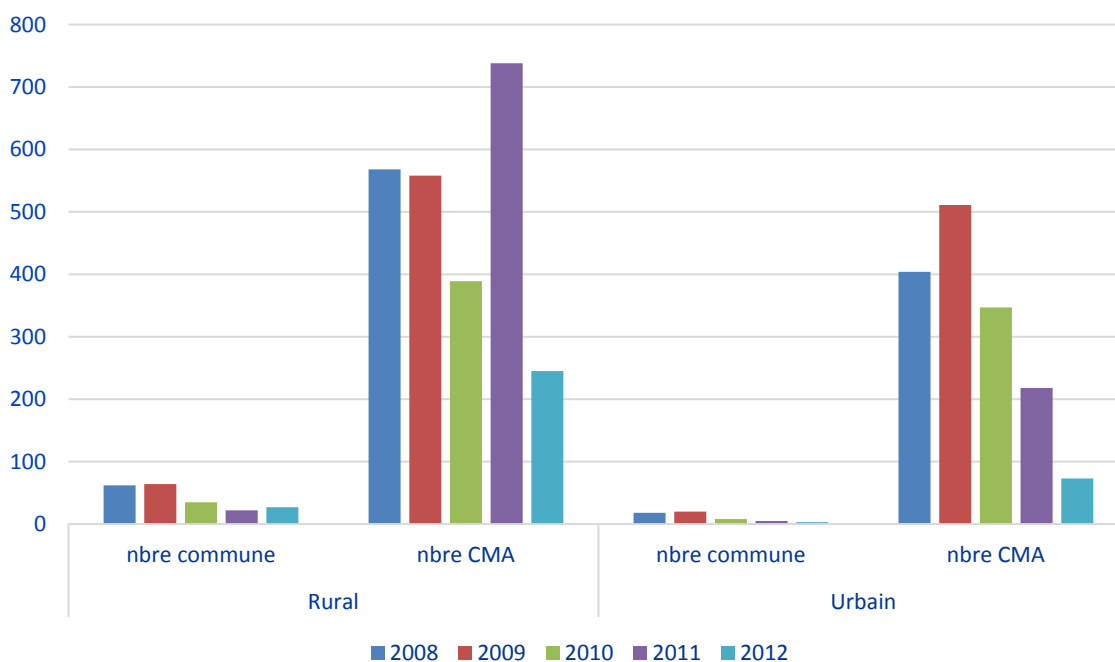
Le problème rencontré dans la Marne n'est pas un cas isolé et notre analyse est partagée par notre concessionnaire. Des améliorations sont continuellement apportées à cet outil au niveau des algorithmes de calcul, de la modélisation météorologique qui font de l'outil malgré ses imperfections le seul outil de ce type en Europe. En Allemagne, par exemple le dénombrement des CMA se fait uniquement sur les plaintes reçues par les clients... Cela laisse penser...

Un groupe de travail (GT) sur l'outil GDO a été mené entre la FNCCR et ERDF. Lors de ce GT dont la MARNE faisait partie, ERDF a ouvert ses portes afin que nous appréhendions mieux les contraintes liées à la complexité de ce dernier. Après une année de travail commun, des pistes d'amélioration basées sur des facteurs de pondération ont été définies.



Il est à signaler et à remercier le concessionnaire ERDF pour la grande ouverture d'esprit qu'il a fait preuve au cours de ces temps de travail.

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT LE REGIME DE DISTRIBUTION



Le graphique ci-dessus permet de voir la répartition des CMA en fonction de la maîtrise d'ouvrage ERDF/SIEM soit URBAIN/RURAL. Il permet de constater une légère hausse des communes rurales impactées contre l'inverse en milieu urbain.

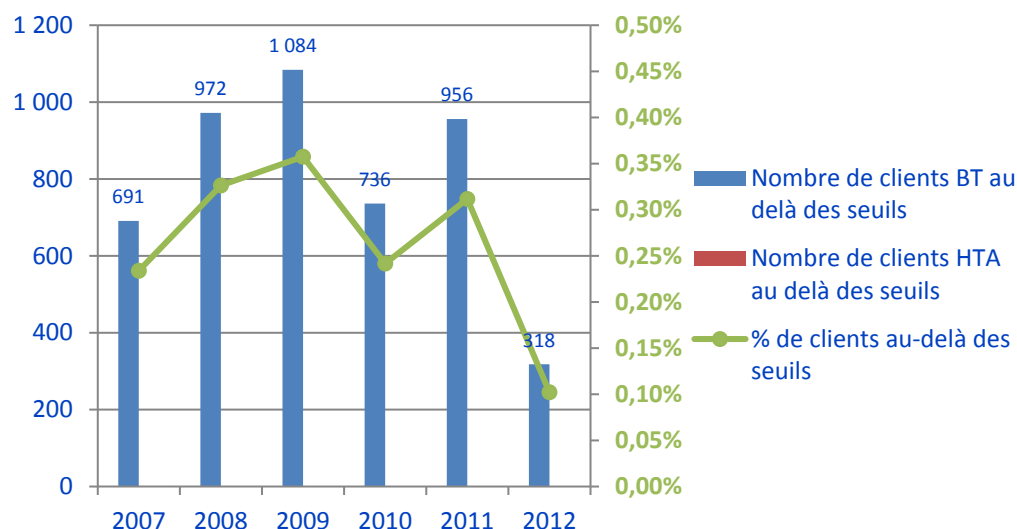
En conclusion, même si le nombre de CMA est en forte diminution cette année, nous gardons un certain recul sur les résultats annoncés. Pour pallier aux défauts de l'outil GDO et compléter les informations, nous réaliserons dans les années à venir une enquête auprès de l'ensemble des élus marnais afin d'avoir des remontées des situations rencontrées au plus proche du terrain. Suite aux résultats obtenus, des mesures réelles seront effectuées par échantillonnage afin de juger de la véracité des plaintes recensées.

5.5. Le décret qualité

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

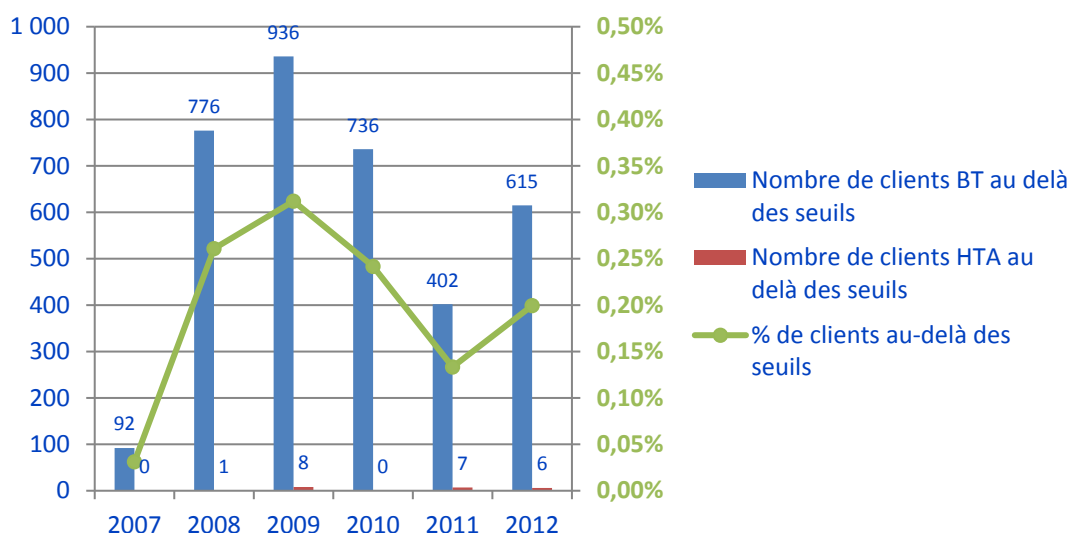
Tenue de la tension :

TENUE DE LA TENSION	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nombre de clients BT au delà des seuils	691	972	1 084	736	956	318
Nombre de clients HTA au delà des seuils	0	0	0	0	0	0
% de clients au-delà des seuils	0,23%	0,33%	0,36%	0,24%	0,31%	0,10%



Continuité de fourniture :

CONTINUE DE FOURNITURE	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nombre de clients BT au delà des seuils	92	776	936	736	402	615
Nombre de clients HTA au delà des seuils	0	1	8	0	7	6
% de clients au-delà des seuils	0,03%	0,26%	0,31%	0,24%	0,13%	0,20%



Le SIEM ne cautionnant pas ce décret qui à notre sens est un décret de « non qualité », les informations reçues ne sont pas commentées.

VI – Les usagers de la concession

6.1. 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'utilisateur 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 (Alternia, Direct Energie, Enercoop, EDF branche commerce, GDF Suez, etc...).

Au 31 décembre 2012, le Compte Rendu d'Activité (CRAC) fait état de 311 711 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 Kva.

	Clients régulés		Clients déréglés	TOTAL
	C5 (tarif bleu)	C4 (tarif jaune)		
Nombre de clients	275 794	3 524	32 393	311 711
Energie vendue en kWh	1 690 290 833	409 892 990		2 100 183 823
Energie acheminée en kWh			248 916 667	248 916 667
Recettes en €	155 784 095	37 709 381	10 414 259	203 907 735
dont acheminement en €	71 733 536	15 991 544	10 414 259	98 139 339

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

2012	Clients		TOTAL DES CLIENTS DE LA CONCESSION
	C5 (tarif bleu)	C4 (tarif jaune)	
Communes urbaines	212 249	2 772	215 021
communes rurales	95 588	1 102	96 690
Total	307 837	3 874	311 711

6.2. Les tarifs réglementés

Les tarifs réglementés :

- ✓ C5 (tarif Bleu) pour les puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA,
- ✓ C4 (tarif Jaune) pour les puissances comprises entre 36 et 250 kVA.

Il est à noter que la loi NOME⁶ 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 (TURPE)
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.

⁶ Loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité

6.3. Le raccordement des usagers

ERDF, dans sa mission de service public, doit à tous un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution.

Le raccordement électrique consiste à raccorder un réseau privé (installation électrique, maison, immeuble) à un réseau de distribution publique d'électricité. Au périmètre de la concession, cette activité s'est caractérisée par le nombre de raccordements suivants :

	2011	2012
Puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation de réseau		
Nombre de raccordements individuels neufs réalisés	1727	1596
Nombre d'affaires de raccordement collectif neuf réalisés	66	58

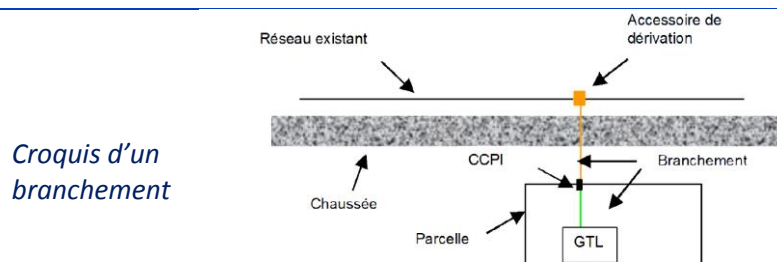


Figure 1 Raccordement individuel BT \leq 36 kVA avec traversée de chaussée
CCPI : Coupe-Circuit Principal Individuel
GTL : Gaine Technique Logement

Source : Barème de raccordement ERDF

Puissance inférieure ou égale à 36 kVA avec adaptation de réseau

Nombre de raccordements BT individuels et collectifs neufs réalisés	179
---	-----

Puissance inférieure ou égale à 36 kVA avec adaptation de réseau

Nombre de raccordements BT individuels et collectifs neufs réalisés	95
---	----

Nombre de raccordement en HTA

Nombre de raccordements neufs réalisés	4
--	---

Les données sur les raccordements

	2010	2011
Concernant les branchements simples	42	43
		2012
Taux de devis envoyés dans les délais		97,70%
Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés)		3

6.4. La satisfaction des usagers

6.4.1. Les enquêtes de satisfaction

ERDF évalue chaque année la satisfaction globale de ses clients, particuliers et professionnels raccordés en basse tension avec une puissance inférieure ou égale à 36 Kva à l'échelle départementale. Fort heureusement, le SIEM regroupe toutes les communes du département, ces évaluations sont à sa maille.

Indicateurs de satisfaction	2010	2011	2012
Clients particuliers	93,60%	92,80%	93,60%
Clients professionnels	88,70%	91,30%	91,20%

6.4.2. Les réclamations

6.4.2.1. ERDF

Les réclamations ne sont pas gérées à la maille de la concession mais de la région CHAMPAGNE-ARDENNE. Elles s'élèvent à 6 900 réclamations dont 4 671 pour l'unité Client fournisseur (EDF) et 2319 pour l'unité raccordement (ERDF).

La moyenne de réclamations régionales enregistrées pour 1000 clients est 8,22. Ces chiffres ramenés à la concession donnent :

$(\text{Nombre de clients} * \text{Moyenne réclamations}) / 1000 = \text{Réclamations}$

SOIT UNE ESTIMATION POUR LA CONCESSION MARNAISE DE :

311711 * 8,22 / 1000 = 2 563 réclamations

Détail par catégories des réclamations régionales

	2011	2012
Raccordements	5,7%	5,2%
Relève et facturation	48,0%	52,6%
Accueil	2,9%	0,9%
Interventions techniques	23,8%	24,7%
Qualité de la fourniture	19,6%	16,6%
Total	100,0%	100,0%

6.4.2.2. EDF

Les enquêtes de satisfaction relatives à la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente ne sont pas exploitables car EDF les fournit à la maille nationale ou de la région EST⁷.



Le SIEM n'est pas en mesure d'appréhender la pertinence des résultats de ces données régionales. Peu d'utilisateurs de l'énergie se tournent vers le syndicat pour expliquer leurs problèmes énergétiques.

6.5. Les usagers en difficulté

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

6.5.1. Les fonds de solidarité logement

Gérés par les départements, ces fonds traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées 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.

	2009	2010	2011	2012
Participation EDF au FSL	151 500	85 000	85 000	95 000
Clients C5 (tarifs bleu) aidés	230	306	856	223

⁷ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

6.5.2. 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.

	2009	2010	2011	2012
Bénéficiaire du TPN	8 140	5 425	5 401	9 283

La crise économique et l'augmentation du prix de l'énergie pénalisent de plus en plus de clients modestes. 73,2 % d'augmentation des bénéficiaires du TPN entre 2011 et 2012.

Pour information :

	SIEM	REGION EST	NATIONAL
Bénéficiaire du TPN 2012	9 283	103 925	1 100 000

6.6. Les producteurs d'énergie

La MARNE compte 1860 clients en injection c'est-à-dire qu'ils produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Ils se répartissent comme suit :

Installations de production (31/12/2012)	Nombre
Producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque	1 808
Producteurs d'énergie d'origine éolienne	38
Producteurs d'énergie d'origine hydraulique	7
dont autres (biomasse, biogaz, cogénération ...)	7

Les travaux de raccordement en 2012 :

	2011	2012
Raccordement d'installation sans adaptation de réseau		
Nombre de raccordements individuels neufs réalisés	668	329
Raccordement d'installations de production avec adaptation de réseau		
Nombre de raccordements individuels neufs réalisés		6

VII – Les éléments financiers

7.1. 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.

7.1.1. Les règles d'immobilisation

7.1.1.1. Les catégories des biens

Les ouvrages de la concession peuvent être :

❖ 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 mis dans un « grand pot » régional et restitués à chaque concession au prorata du nombre de ses abonnés.

❖ Urbains ou d'électrification rurale (biens ER).

Cette distinction est utile à ERDF pour les enregistrements comptables.

Classification des ouvrages :

	Communes urbaines*		communes rurales*	
	Localisation	Régime	Localisation	Régime
Réseau BT	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Réseau HTA	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Postes de transformation	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Cellules, IACM	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Transformateurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Compteurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Branchements	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains

* au sens de la distribution publique d'électricité

7.1.1.2. L'enregistrement comptable 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 urbains ainsi que les éventuelles provisions pour renouvellement seront utilisés comme financement du SIEM lors des renouvellements d'ouvrages par ERDF.

Répartition biens amortis et biens en remise gratuite

	Communes urbaines*		communes rurales*	
	Travaux ERDF	Travaux SIEM	Travaux ERDF	Travaux SIEM
Réseau BT	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Réseau HTA	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Postes de transformation	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Cellules, IACM	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Transformateurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Compteurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Branchements	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis



Il est néanmoins à rappeler que contrairement aux dires 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.

7.1.1.3. Les provisions pour renouvellement

Spécificités des concessions, les provisions pour renouvellement ont pour but de pallier au surcoût dû à l'inflation d'une immobilisation destinée à être renouveler. Elles sont annuellement passées en charge en supplément 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 ses impôts sur les bénéfices. Elles sont inscrites dans le cahier des charges de concession (CCC).

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 36⁸ ont ramené cette obligation aux seuls ouvrages renouvelables **avant la fin de la 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...)

Les provisions pour renouvellement sont assises sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement. Elles ont deux utilisations possibles :

- **Pendant la durée du contrat de concession**, elles sont 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'usager**.
- **Au terme de la concession**, les provisions non utilisées 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 d'électricité.

Néanmoins, et malgré le cahier des charges, cela n'a jamais semblé être le souhait du concessionnaire. La décision d'ERDF, suite à des analyses techniques, d'allonger la durée de vie de certains ouvrages n'est pas sans fondement. Par ce changement, la durée de vie de nombreux ouvrages dépasse maintenant le terme de la concession. Ainsi, conformément à l'article 36 de la loi du 9 août 2004 précitée, ils ne sont donc plus considérés comme des biens renouvelables. **Leurs provisions devenues inutiles abondent les résultats exceptionnels d'ERDF alors qu'elles sont payées par l'usager via le TURPE. La morale aurait voulu qu'elles servent à l'entretien ou à la modernisation des réseaux.**

Déjà entre 2005 et 2007, EDF (ERDF n'existait pas encore) a effectué une étude des durées d'utilité et des valeurs de remplacement des ouvrages retenues en comptabilité. Le compte rendu d'activité du concessionnaire de 2007 parle de cette étude et explique que « **pour la plupart des ouvrages de distribution, ces travaux conduisent à maintenir les durées d'utilités actuelles** ». Il précise que deux catégories d'ouvrages font exception :

- Les bâtiments des postes de transformation dont la durée de vie passe de 30 à 45 ans,
- Les matériels de comptage électronique (mis en service à partir de 1995) dont la durée de vie est réduite de 30 à 25 ou 20 ans suivant leur puissance (<36 kVa ou > 36 kVa).

Ces modifications n'ont pas bouleversé l'économie du contrat de concession d'une part car les bâtiments des postes de transformation sont âgés et peu nombreux dans le patrimoine du SIEM et d'autre part le matériel de comptage étant un bien non localisé, la gestion de ces ouvrages par le concessionnaire est plutôt opaque. Elle ne permet aucune vérification de la part de l'autorité concédante.



Mais en 2011, et après une nouvelle analyse technique, ce sont les réseaux aériens torsadés basse tension qui sont passés de 40 à 50 ans avec une perte de provisions de 2 500 k€ pour le SIEM et ses adhérents. En 2012, les transformateurs ont suivi le mouvement et leur durée de vie s'est allongée de 30 à 40 ans pour un montant de provisions perdu de 1 562 k€. Et d'autres catégories d'ouvrages devraient être touchées dans l'avenir.

⁸ Devenu en 2011, l'article L 322-5 du code de l'énergie

D'un point de vue technique, ces études prouvent peut-être que les ouvrages résistent bien au temps et peuvent être maintenus en place plus longuement. Même s'il est surprenant de voir qu'en 4 ans (2007 à 2011) les résultats de ces observations s'inversent. D'un point de vue comptable, l'écriture qui consiste à passer en résultat exceptionnel les provisions inutiles n'est pas fautive non plus. Pourtant, après les nouvelles règles établies par la loi du 9 août 2004, ces décisions laissent à penser que les provisions sont de plus en plus menacées et que leur solde va fondre comme neige au soleil. **C'est néanmoins oublier un peu vite que le réseau vieillit, qu'il a besoin d'être entretenu, renouvelé, amélioré et modernisé pour devenir un réseau intelligent. C'est aussi oublier que de ces réseaux moins bien entretenus viendront les incidents puis les coupures d'électricité. Une bonne qualité d'énergie est indispensable au rayonnement économique d'un département.**

Les provisions pour renouvellement (évolution sur trois ans)

Montants en k€	2010	2011	2012
ouvrages localisés	77 249,82	76 326,33	74 734,68
Ouvrages non localisés	26 001,11	25 927,97	23 101,68
Total	103 250,93	102 254,30	97 836,36

Mais, ces décisions posent à nouveau la question du respect du cahier des charges de concession par ERDF. Ces modifications réduisent ou détruisent les provisions pour renouvellement mais elles ont aussi pour conséquence lors du solde 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). Que cherche vraiment ERDF ?

7.2. La valeur financière du patrimoine

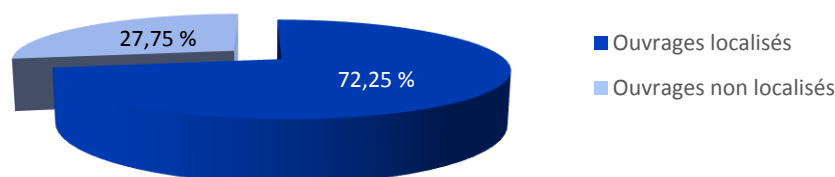
La valeur financière des ouvrages localisés et non localisés de la concession (d'après les données ERDF) :

Montants en k€	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Valeur brute d'actif	473 320,97	181 837,23	655 158,20
Amortissement industriel	181 660,22	73 451,55	255 111,77
Valeur nette comptable	291 660,75	108 385,68	400 046,43
Valeur de remplacement	666 503,49	237 518,62	904 022,11
Provisions pour renouvellement	74 734,68	23 101,68	97 836,36



Sans être vraiment fausses, ces données sont incomplètes. Il manque les ouvrages pas encore enregistrés dans le fichier comptable et ceux qui déposés ne sont pas encore sortis de ce fichier (voir chapitre 2 paragraphe 5 – page 18).

Taux des ouvrages localisés et non localisés



Les ouvrages localisés représentent près de 75 % du patrimoine de la concession SIEM.

Evolution du patrimoine (en euros)

Montants en k€	2010	2011	2012
Valeur brute d'actif	593 663,27	623 407,40	655 158,20
Amortissement industriel	227 912,24	274 143,36	255 111,77
Valeur nette comptable	365 751,03	349 264,04	400 046,43
Valeur de remplacement	818 617,66	860 491,86	904 022,11
Provision pour renouvellement	103 250,93	102 254,31	97 836,36

Malgré les travaux non enregistrés, la valeur brute de la concession a augmenté de 5,09 %. Cet accroissement correspond aux travaux exécutés sur le réseau et enregistrés dans les fichiers comptables.

7.2.1. Les ouvrages localisés

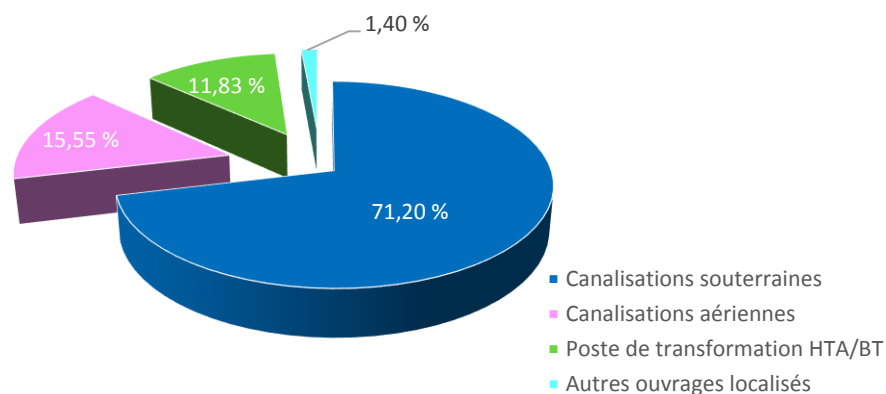
Les ouvrages localisés sont, entre autres, les réseaux Basse Tension (BT) et Haute Tension de type A (HTA) ainsi que les postes HTA/BT. Ils sont identifiés et valorisés communes par communes.

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

en K€	Valeur brute	Cumul des Amortissement	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	provision pour renouvellement
Canalisations souterraines	336 992,37	100 644,99	236 347,38	436 184,12	31 801,15
Canalisations aériennes	73 588,27	46 874,25	26 714,02	142 177,76	33 192,64
Poste de transformation HTA/BT	56 013,64	31 217,80	24 795,84	80 228,83	9 314,78
Autres ouvrages localisés	6 635,69	2 871,99	3 763,70	7 816,42	426,11
Autres	90,99	51,18	39,81	96,36	0
TOTAL	473 320,96	181 660,21	291 660,75	666 503,49	74 734,68

Dans la rubrique « autres (transformateurs, etc..) » se trouvent des opérations de maintenance sur les ouvrages qui ne doivent pas avoir leur place dans les ouvrages localisés comme la dépollution au PCB des transformateurs qui pour le SIEM sont des charges de fonctionnement.

Taux des ouvrages par catégories



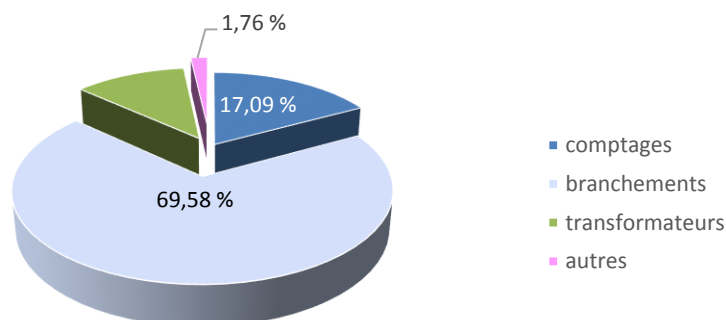
7.2.2. Les ouvrages non localisés (d'après le fichier 2911)

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

en K€	Valeur brute	Cumul des Amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	provision pour renouvellement
Comptages	31 083,14	19 240,46	11 842,69	31 083,14	0,00
Branchements	126 514,16	41 924,72	84 589,44	171 249,31	17 242,11
Transformateurs	21 037,80	10 804,55	10 233,25	30 773,85	4 993,77
Autres	3 202,13	1 481,82	1 720,30	4 412,30	865,80
TOTAL	181 837,23	73 451,55	108 385,68	237 518,60	23 101,68

Taux des ouvrages par catégories



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.

Pour exemple, un changement de transformateur dans un poste HTA :

une commune X a dans un poste de transformation, un transformateur de 160 kva datant de 1971, une commune Y a dans un poste de transformation, un transformateur de 160 kva datant de 2001,

En 2014, des travaux ont lieu dans la commune Y et le poste de transformation et le transformateur sont remplacés par des ouvrages plus puissants.

Dans le cas, d'une gestion à la méthode FIFO, dans le fichier 2911, c'est le transformateur de 1971 de la commune X qui disparaîtra du fichier du patrimoine de la concession.

Cette gestion s'éloigne chaque jour un peu plus de la réalité du terrain. Dans le protocole, signé entre ERDF et la FNCCR puis par le SIEM, qui intervient pour les années 2014 à 2017, ERDF s'est engagé dans la localisation des transformateurs à la maille des communes au 1^{er} janvier 2015. Cette réforme est un immense chantier qui vise à un meilleur inventaire du patrimoine du syndicat. Le SIEM espère que la localisation de tous les ouvrages non localisés se fera par la suite.

Pour l'instant la seule nouveauté au rayon des ouvrages non localisés est l'allongement de la durée d'utilisation des transformateurs qui passe de 30 à 40 ans ce qui a pour conséquence d'accentuer la baisse des provisions pour renouvellement.

Evolution des provisions pour renouvellements des ouvrages non localisés :

Montants en k€	2008	2009	2010	2011	2012
Provisions pour renouvellement	29 364,21	27 949,60	26 001,11	25 927,97	23 101,68
Evolution		-4,82	-6,97	-0,28	-10,90

7.3. 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, appelés 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 qui outre leurs investissements propres reçoivent des participations pour les travaux, à savoir :

- ❖ Pour ERDF :
 - ✓ la contribution financière des tiers (particuliers ou professionnels) suite à une extension, un renforcement ou un raccordement notamment photovoltaïque. Cette somme est un financement SIEM.
 - ✓ Les sommes cumulées des amortissements et des provisions des ouvrages urbains. A ce titre, le SIEM demande à recevoir tous les ans un fichier retraçant les mouvements financiers relatifs à l'utilisation des dotations aux amortissements et des provisions pour renouvellements.

- ❖ Pour le SIEM, outre la contribution des tiers, il y a,
 - ✓ **Une participation d'ERDF, dite « article 8 ».** Le concessionnaire verse au SIEM un montant annuellement pour des travaux dans les communes urbaines. Cette somme est un financement ERDF.
 - ✓ **La Part Couverte par le Tarif (PCT).** Dans le cadre du contrôle de concession, le concessionnaire, ERDF, verse chaque année une redevance d'investissement dite R2. Celle-ci est basée sur les travaux de l'autorité concédante à N-2. Plus il y a de travaux de la part du syndicat plus la redevance R2 est importante. C'est une prime aux « bons élèves ». Cette redevance est un loyer payé par l'utilisateur au propriétaire des réseaux.

En 2009, ERDF et la FNCCR puis le SIEM signe un protocole PCT. Celui-ci est présenté comme un protocole d'ordre financier destiné à apporter un financement rapide aux autorités concédantes. Les travaux d'extension sortis du calcul de la R2 rentrent dans ce protocole. La PCT est un juste retour de la part du tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité (TURPE), lui-même perçu de l'utilisateur par les gestionnaires de réseaux de distribution et pour la MARNE, ERDF. **Elle doit être assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE.**



Ce n'est pas le cas puisqu'ERDF considère qu'il s'agit d'un financement ERDF.

Le protocole PCT court jusqu'à fin 2015.

Les investissements enregistrés en 2012 (en K€)

Année	Financements ERDF (dont article 8 et PCT)	Financements SIEM	TOTAL
2003	0,00	6,50	6,50
2004	0,00	24,59	24,59
2005	0,49	21,75	22,24
2006	4,66	30,23	34,89
2007	-119,03	123,26	4,23
2008	71,04	339,36	410,39
2009	250,15	621,55	871,70
2010	1 098,41	-690,68	407,73
2011	3 802,03	5 225,82	9 027,85
2012	14 748,87	10 478,94	25 227,81
Total	19 856,60	16 181,33	36 037,93

* Régularisation enregistrement travaux années antérieures

7.4. Le droit du concédant et la fin de concession

7.4.1. 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 :

$$\text{Le total « droit du concédant »} = \text{Droits en nature (valeur nette comptable(VNC))} - \text{Créances en espèces vis-à-vis du concédant (VNC des ouvrages financés par ERDF)} + \text{Dette en espèce vis-à-vis du concédant (Cumul des amortissements des ouvrages financés par le SIEM)}$$

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 TMO⁹) **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)) sur les biens urbains.



Les ouvrages mis en service en zone rurale sont considérés comme des remises gratuites dans le patrimoine et n'entrent pas dans le financement SIEM.

	OUVRAGES LOCALISES	OUVRAGES NON LOCALISES	TOTAL
Droit en nature	291 660,75	108 385,68	400 046,43
Financement ERDF	122 575,79	42 873,51	165 449,31
Financement SIEM	54 496,08	40 059,78	94 555,85
Droit du concédant	223 581,04	105 571,94	329 152,98

⁹ Extrait cahier des charges de concession : « Le TMO –moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE ».

7.4.2. Le ticket de sortie

Ce terme est utilisé pour dresser au terme de la concession l'inventaire financier du patrimoine de la concession. Les ouvrages appartiennent « ab initio » à l'autorité concédante. Néanmoins, ils peuvent avoir été financés par le SIEM ou ERDF.

Ils se calculent :

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

▪ 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 2012 et transmis par le concessionnaire, le ticket de sortie serait :

En K€	OUVRAGES LOCALISES	OUVRAGES NON LOCALISES	TOTAL
Financement ERDF	122 575,79	42 873,51	165 449,31
Financement SIEM	54 496,08	40 059,78	94 555,85
Provisions	74 734,68	23 101,68	97 836,36
Ticket de sortie	-6 654,96	-20 287,95	-26 942,91

7.4.3. L'évolution du ticket de sortie

Le ticket de sortie évolue d'une part par les travaux effectués sur le réseau et enregistrés dans les fichiers comptables et d'autre part par les modifications au cahier des charges de concession, telle la suppression des provisions pour renouvellement des biens renouvelables après le terme de la concession (loi du 9 août 2004). A cela, il convient d'ajouter le protocole PCT et l'allongement des durées de vie des ouvrages et ses effets pervers pour les autorités concédantes.

En k€	2009	2010	2011	2012
Ticket de sortie	-30 790,12	-32 356,07	-32 854,76	-26 942,91

Au final, toutes ces décisions sont favorables à ERDF. Le SIEM peut investir quasiment toutes ses ressources financières dans le réseau de distribution d'électricité du département, il participera à maintenir une bonne qualité de fourniture mais sûrement pas à sauver son « ticket de sortie ».

CONCLUSION

A l'issue de cette expertise, il est possible de dire qu'à l'instant T, la concession est en « bonne santé ». La mission de service public dans sa fonction principale – distribuer à tous une énergie de bonne qualité – est remplie.

Le temps de coupure est stable. Certes l'année 2012 n'a pas été soumise aux aléas climatiques. Des points noirs subsistent. La loi sur la qualité de l'énergie de 2007 est favorable à ERDF. Mais globalement, la distribution de l'énergie est correcte dans la Marne et devrait le rester si de part et d'autre les financements pour entretenir, renouveler, sécuriser et accroître le réseau restent conséquents. Mais est-ce le scénario prévu pour les années à venir ?

De conférence départementale (loi NOME) en programme commun de développement et de modernisation des réseaux, ERDF et notre fédération, la FNCCR, organisent au national ce que le centre ERDF de Reims et le SIEM ont déjà réussi au local : agir ensemble autour d'objectifs communs que sont les intérêts des usagers de l'électricité et la maîtrise des finances publiques.

Mais à côté de ces réussites, il y a les mauvaises nouvelles. A la signature du contrat, il y avait des règles financières. Des lois en décisions techniques d'ERDF, elles ont été unilatéralement modifiées en faveur d'ERDF avec pour conséquence de baisser irrémédiablement la valeur des biens financés par le SIEM dans le « ticket de sortie » alors que le syndicat investit toujours autant sur les réseaux. Quelles seront les conséquences de cette situation lors de la renégociation du contrat en 2023 ?

Pour finir, le SIEM remercie son concessionnaire pour sa disponibilité et ses réponses. Cependant, nous regrettons la transmission de plus en plus tardive des données qui décale ainsi la publication de ce rapport.

Mais le futur, c'est le protocole signé début 2014 qui réduit nos finances mais en échange nous promet un inventaire physique des ouvrages non localisés pour 2015 en commençant par les transformateurs. Pour avoir entrepris la reconstruction de nos inventaires des biens localisés avec l'aide d'ERDF, nous mesurons l'immensité de ce travail. Car comment enregistrer des biens sortis des fichiers depuis si longtemps ?

Le SIEM se tient à la disposition d'ERDF pour l'aider dans cette entreprise.

