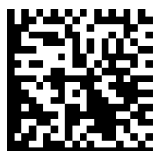


Distribution publique de l'électricité



Rapport de la mission de contrôle

au titre de l'année 2014



web



Syndicat Intercommunal d'Énergies de la Marne

Le mot du Président

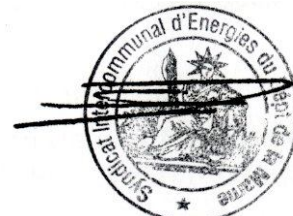
L'autorité concédante a pour obligation de contrôler la mission de service public qu'elle a confié à une entreprise privée. Et, la plus grande qualité électrique de notre département, c'est d'avoir un concessionnaire, ERDF et une autorité concédante, le SIEM qui tout en n'ayant pas les mêmes objectifs (ERDF est une entreprise privée et le SIEM, un établissement public) travaillent ensemble jour après jour pour assurer aux usagers la meilleure qualité de fourniture. Les résultats le prouvent. Ainsi les services d'ERDF REIMS et le SIEM ont été l'un des premiers en France à présenter le PCDMR¹. Cette collaboration permet aussi au territoire marnais d'avoir peu de clients mal alimentés et un temps de coupure (critère B) relativement faible.

Cependant il existent des difficultés entre le SIEM et son concessionnaire. Mais elles viennent de « plus haut ». ERDF est une entreprise nationale, filiale à 100 % d'EDF dont les intérêts sont différents de ceux des élus marnais. Les décisions législatives ou contractuelles ont modifié la teneur du contrat de concession. De l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif à la qualité de l'énergie au décret n°2014-496 du 16 mai 2014 sur la ruralité électrique en passant par les protocoles PCT² et « ERDF-FNCCR³ », le contrat de concession a évolué. Le SIEM s'est à chaque fois adapté notamment vis-à-vis de la baisse de ses ressources, FACE⁴ et redevance de concession.

Néanmoins, Il va de soi que si les revenus du SIEM venaient à trop se réduire, ERDF serait contraint de pallier à cette diminution en augmentant ses investissements sur le réseau afin de garantir la même qualité de l'électricité qu'actuellement. A voir, le chiffre 2014 de sa participation pour l'amélioration du patrimoine, ce n'est pas tout à fait le cas, puisque ce montant est en baisse de 26,33 % par rapport à 2013. Le SIEM restera vigilant sur la qualité de l'énergie distribuée mais aussi sur les enregistrements des travaux dans les inventaires du patrimoine électrique de la concession, propriété du SIEM et de ses adhérents.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport de contrôle dont les données, comme c'est une habitude maintenant, concerne deux années en arrière, c'est-à-dire 2014.

Le Président du SIEM



Pascal DESAUTELS

¹ PCDMR : Programme Commun de Développement et de Modernisation des réseaux

² PCT : Part Couverte par le Tarif

³ FNCCR : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

⁴ CAS FACE : Compte d'Affectation Spéciale du Financement des Aides aux Collectivités pour l'Électrification Rurale

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 contrat de concession SIEM – ERDF | P. | 9 |
| 3 – Le concessionnaire | P. | 12 |
| 4 – Le compte rendu d’activité (CRAC) | P. | 14 |

III – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

- | | | |
|---|----|----|
| 1 – L’infrastructure électrique | P. | 18 |
| 2 – Le réseau haute tension de type A (HTA) | P. | 19 |
| 3 – Les postes de transformation HTA/BT | P. | 20 |
| 4 – Le réseau basse tension (BT) | P. | 22 |
| 5 – L’âge des ouvrages | P. | 24 |

IV – LES INVESTISSEMENTS ET LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

- | | | |
|--|----|----|
| 1 – Les investissements d’ERDF en 2014 | P. | 26 |
| 2 – La maintenance des ouvrages | P. | 28 |

V - LA QUALITE DE FOURNITURE

1 – Le critère B	P. 30
2 – Le réseau HTA	P. 32
3 – Le réseau BT	P. 42
4 – Les contraintes électriques	P. 50
5 – Le décret qualité	P. 54

VI - LES USAGERS DE LA CONCESSION

1 – Le nombre d'usagers	P. 56
2 – Les tarifs réglementés	P. 56
3 – Les raccordements des usagers	P. 57
4 – La satisfaction des usagers	P. 58
5 – Les usagers en difficulté	P. 59
6 – Les producteurs d'énergie	P. 61

VII - LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – La comptabilité des immobilisations en concession	P. 62
2 – La valeur financière du patrimoine	P. 65
3 – Le financement du patrimoine	P. 67

CONCLUSION	P. 69
-------------------	-------

I – Le secteur de l'électricité

1.1. L'électricité

L'utilisation de l'électricité a débuté à partir de la fin du 19^{ème} avec l'électrification des tramways, des métros et des chemins de fer par de petites compagnies basées dans les villes. Elles y ont créé des centrales électriques et des petits réseaux locaux indépendants. Mais les soucis techniques rencontrés ont fait naître une entraide entre ces entreprises par l'utilisation de la même technologie pour permettre l'interconnexion des réseaux. Le besoin en énergie électrique est allé croissant avec le développement industriel des sociétés.

Aujourd'hui, elle est indispensable aux sociétés modernes, ultra connectées. « Rien ne se perd, rien ne se crée sans elle, tout se transforme avec elle ».



1.2. La distribution d'électricité

La loi municipale du 5 avril 1884 attribue aux communes l'organisation du service public de la distribution de l'électricité. **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 et crée un établissement public, EDF-GDF, chargé d'assurer le service public de l'énergie. Les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) existantes subsistent. **Les communes sont confortées dans leur rôle d'organisateur du service public de la distribution d'électricité.**

La loi du 10 février 2000 confirme EDF et les ELD comme gestionnaires des réseaux publics de distribution. Elle redéfinit leurs missions qui vont de l'exploitation et du

L'électricité est un bien de 1^{ère} nécessité.

Le secteur de l'électricité comprend quatre activités :

- **La production**, ouverte à la concurrence mais essentiellement assurée par Electricité de France (EDF).
- **Le transport**, confié à une filiale d'EDF, Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Elle a le monopole de ce service et est propriétaire de ses ouvrages.
- **La distribution** est un service public local organisé par les collectivités territoriales **qui sont propriétaires des ouvrages de distribution.**
- **La fourniture d'électricité** aux clients finals. Ils ont le choix entre des prix en offres de marché ou aux tarifs régulés.

développement des réseaux aux obligations de transparence dans l'accès des clients à ces réseaux. Cette loi crée la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE⁵) et entreprend l'ouverture à la concurrence pour la fourniture d'énergie.

La loi du 7 décembre 2006 décide la séparation juridique des activités de fourniture et de distribution pour toutes les entreprises ayant plus de 100 000 clients.

Le 1^{er} janvier 2008, la SA ERDF, filiale à 100 % d'EDF voit le jour. ERDF devient le gestionnaire des réseaux de distribution. Les biens, droits et obligations, liés à l'activité de distribution notamment les contrats de concession lui sont transférés. EDF garde la production et la fourniture d'électricité.

⁵ 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 l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire.

Le service public de la distribution d'électricité

Le service public de la distribution d'électricité garantit le développement et l'exploitation des réseaux de distribution et assure, en favorisant la maîtrise de la demande en énergie, la fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente ou de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité ».

Ce service public est essentiellement géré en France sous le régime juridique de la concession. Celle-ci est une des formes 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.

L'autorité concédante

Par la loi, les collectivités territoriales ou leurs groupements sont :

- autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (AODE),
- autorités concédantes de l'exploitation des réseaux publics de distribution,
- autorités organisatrices du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution bénéficiant des tarifs réglementés de vente ou de la tarification spéciale dite « de première nécessité ».

A ce titre, *elles négocient et concluent les contrats de concession. Elles exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service publics fixées par le cahier des charges de concession (article L 2224-31 du CGCT⁶).*

Le concessionnaire

Le gestionnaire, dénommé concessionnaire, est imposé par la loi. Le service public de l'électricité repose sur un monopole historique du moins pour

l'exploitation des réseaux puisque pour la fourniture, seuls les contrats des usagers aux tarifs réglementés restent dans le service public de l'électricité.

L'article L 111-52 du code de l'énergie précise que seuls ERDF et les ELD peuvent être gestionnaires d'exploitation des réseaux de distribution publique d'électricité.

L'article L 121-5 du code de l'énergie énonce que EDF et les ELD, chargées de la fourniture, effectuent, dans leur zone de desserte, le service public de la fourniture d'électricité.

Le cahier des charges

Les cahiers des charges de concession fixent les objectifs du service public de la distribution et de la fourniture aux tarifs réglementés de l'électricité.

Le gestionnaire des réseaux doit assurer 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. Pour cette mission, il se rémunère auprès des abonnés (TURPE – Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité).

En contrepartie de l'utilisation des ouvrages publics de la distribution d'électricité, le gestionnaire de réseaux verse une redevance à l'autorité concédante.

Les tarifs réglementés de l'électricité sont fixés par la CRE.

Le contrôle de concession

L'autorité concédante contrôle que le concessionnaire exécute, conformément au cahier des charges de concession, la mission de service public de l'électricité. Elle vérifie en particulier :

- les valeurs physiques et comptables des ouvrages concédés,
- les investissements du concessionnaire pour la maintenance et le développement des réseaux,
- la qualité de l'énergie distribuée,
- la satisfaction des usagers.

⁶ Code Général des Collectivités Locales (CGCT)

II – La distribution d'électricité dans la MARNE

2.1. La concession

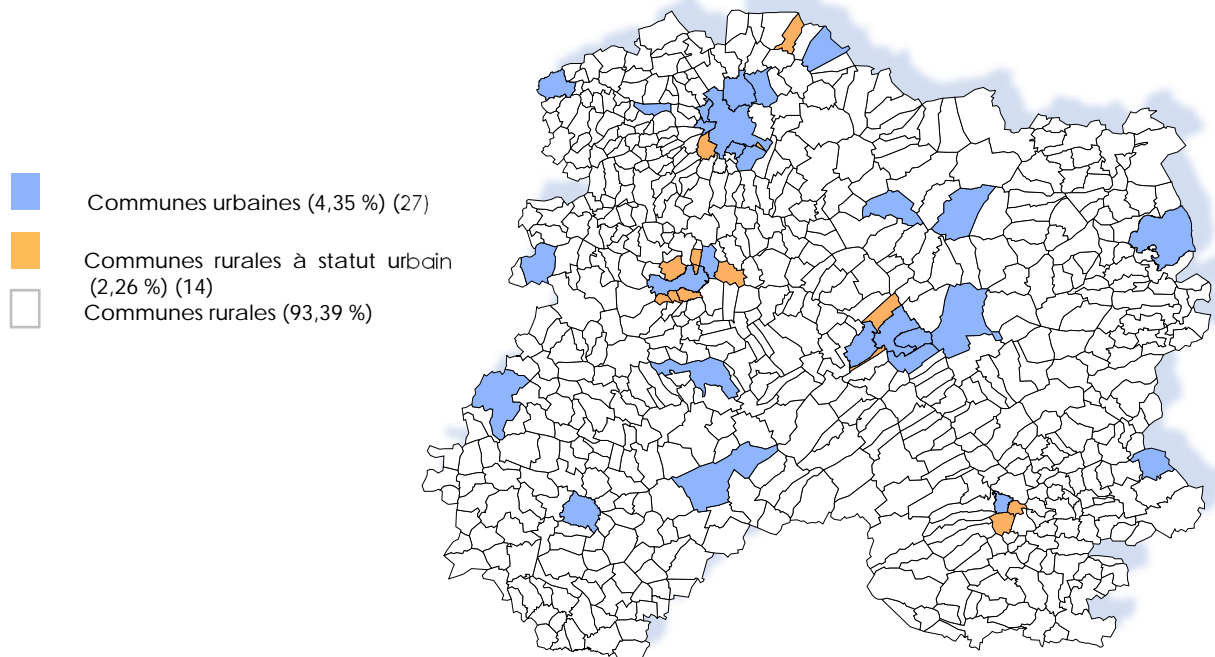
Les 620 communes du département de la MARNE ont délégué leur compétence d'Autorité Organisatrice de la Distribution Electrique (AODE) au Syndicat Intercommunal d'Energies de la MARNE (SIEM).

2.1.1. Le statut des communes de la MARNE

Pour l'INSEE, les communes sont dites urbaines ou rurales selon leur nombre d'habitants, supérieur ou inférieur à 2000. La notion de ruralité est différente dans le cadre de la distribution publique d'électricité. Les communes sont dites rurales, urbaines ou rurales à statut urbain. Cette notion de ruralité électrique concerne les AODE dans quatre domaines ; la maîtrise d'ouvrages des travaux, les recettes du FACE⁷, la perception de la TCCFE⁸ et l'enregistrement comptables par ERDF des ouvrages concédés. Le décret n°2014-496 du 16 mai 2014 a modifié la ruralité électrique en durcissant les possibilités pour une commune rurale d'avoir un statut urbain. Le Préfet de Champagne-Ardenne a établi un arrêté en ce sens. Le SIEM et ERDF ont signé un avenant au Cahier des Charges de Concession (voir avenant n°10 – Page 11).

Le statut des communes au sens de la distribution publique d'électricité au 1^{er} janvier 2015 :

- 579 communes rurales,
- 41 communes urbaines dont 14 communes rurales au sens de l'INSEE.



2.1.2. La population de la concession

La population marnaise s'élève à 569 999 habitants (recensement INSEE de la population 2013), répartie, au sens de la distribution publique d'électricité, en :

- 374 965 habitants urbains,
- 195 034 habitants ruraux.

⁷ CAS FACE : Compte d'Affectation Spéciale du Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification Rurale

⁸ Taxe Communale sur les Consommations Finales d'Electricité

2.2. Le contrat de concession SIEM-ERDF-EDF

Le SIEM et EDF ont signé le 27 mai 1993 un contrat de concession organisant le service public de la distribution d'électricité pour une durée de 30 ans dans le département de la Marne. Le Cahier des Charges de Concession (CCC), conforme au modèle national établi par la FNCCR⁹, reprend les règles et obligations des deux signataires en particulier pour les travaux, le service des usagers, la tarification et le terme de la concession.

Une part de ce cahier des charges concerne les travaux sur les ouvrages concédés. L'exploitation, l'entretien et la maintenance relèvent des obligations du concessionnaire. Les travaux de développement et de sécurisation sont répartis entre le SIEM et ERDF suivant les critères bien définis. En compensation de l'utilisation des réseaux marnais, ERDF verse au SIEM une redevance de concession.

L'annexe 1 au cahier des charges détaille les modalités de calcul de cette contribution qui se décompose en deux parties :

- **la R1, redevance de fonctionnement**, basée sur la durée, le périmètre, la population et les réseaux électriques de la concession,
- **la R2, redevance d'investissement** reposant essentiellement sur les travaux d'effacement, de renforcement et d'extension de réseaux, réalisés par le SIEM à l'année N-2. Le montant de ces travaux, déduit des aides perçues (subventions), entrent dans le calcul de cette redevance. Plus le syndicat investit sur le réseau, plus la redevance est élevée.

Ces redevances ne sont pas affectées. L'autorité concédante peut utiliser ces montants comme bon lui semble, dans les travaux sur les réseaux électriques ou dans d'autres compétences du syndicat avec pour cette option, une moindre redevance R2 deux ans plus tard.

ERDF est rémunéré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de l'Electricité (TURPE).

2.2.1. Les modifications du cahier des charges de concession

Au cours des années, des avenants sont venus compléter ou modifier le cahier des charges de concession. Plusieurs de ces actes agrandissaient le périmètre de la concession par l'adhésion au SIEM de plusieurs communes pour arriver en 2008 à une concession regroupant toutes les communes du département.

D'autres actes ont eu des impacts plus importants dans les relations entre les deux protagonistes notamment :

L'avenant n°4 dont l'objet était l'application de la maîtrise d'ouvrage selon d'une part le caractère urbain ou rural des communes et d'autre part le type des travaux. Le SIEM comptait alors 62 communes urbaines, les autres étaient rurales.

Répartition par catégorie de communes :

Type de travaux	Zone Urbaine	
	HTA	BT
Renforcement de réseau	ERDF	ERDF
Sécurisation	ERDF	ERDF
Effacement de réseau	ERDF	SIEM
Extension	ERDF	ERDF
Branchement	ERDF	ERDF
Déplacement d'ouvrages	ERDF	ERDF
Type de travaux	Zone Rurale	
	HTA	BT
Renforcement de réseau	ERDF	SIEM
Sécurisation	ERDF	SIEM
Effacement de réseau*	ERDF	SIEM
Extension*	ERDF	SIEM
Branchement	ERDF	ERDF*
Déplacement d'ouvrages	ERDF	ERDF

*Exceptionnellement, SIEM lors de travaux

⁹ Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

L'avenant n°7 dit protocole PCT (Part Couverte par le Tarif).

La FNCCR et ERDF ont signé, le 26 juin 2009, le protocole relatif au versement par ERDF de la Part Couverte par le Tarif aux autorités concédantes. Ce dispositif s'applique aux extensions de réseaux. Avant ce protocole, un branchement, avec ou sans extension, se décomposait financièrement par une participation immédiate du bénéficiaire du projet et le solde de cette opération, financé par le SIEM, entrait dans les coûts des autres travaux dans le calcul de la redevance R2 versée par le concessionnaire deux ans plus tard.

Le 22 juillet 2009, le SIEM signe ce protocole PCT pour les années 2010, 2011 et 2012. L'objectif avoué de cet avenant était de permettre aux autorités concédantes d'avoir rapidement des liquidités pour réaliser leurs travaux sur le réseau. Sorti du mécanisme de la redevance, le retour sur investissement de ces travaux devait être plus rapide que les deux années de la redevance. Néanmoins, la réalité est un peu différente puisqu'il y a eu des retards dans les versements des montants dus par le CAS FACE, l'organisme payeur de la PCT.

De plus, la PCT n'est plus considérée comme une redevance mais comme un financement du concessionnaire alors même que la PCT est abondée par le TURPE, lui-même perçu de l'utilisateur par ERDF. **Elle devrait donc être assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE.**

L'avenant n°8 a entériné le renouvellement de ce protocole pour 2013, 2014 et 2015.

L'avenant n°9 dit protocole ERDF-FNCCR

Ce protocole a suivi le même chemin que l'avenant n°7. Déjà signé par la FNCCR et ERDF, le 18 septembre 2013, il a été entériné le 30 janvier 2014 par le SIEM.

Ce protocole prévoit principalement pour la période allant de 2014 à 2017 :

- La mise en place de programmes pluriannuels coordonnés d'investissement sur les réseaux de distribution d'électricité, à caractère indicatif, en complément des programmes annuels élaborés par les conférences

départementales de programmation des investissements prévues par l'article L 2224-31 du CGCT,

- Une modification partielle du calcul de la redevance d'investissement « R2 » due par ERDF, conduisant à atténuer l'importance des variations à la hausse ou à la baisse d'une année sur l'autre de cette redevance, de façon à réduire l'importance des aléas pesant sur l'équilibre financier de l'autorité concédante et du concessionnaire.
- Une amélioration des données comptables, patrimoniales et cartographiques transmises par ERDF aux autorités concédantes notamment l'augmentation des données à la maille de la concession, la localisation des biens non localisés et le rapprochement des inventaires techniques et comptables.

Comme tout accord, celui-ci a des avantages et des inconvénients. Il est à noter que le SIEM et ERDF REIMS ont toujours pris en considération l'intérêt des usagers et la réduction des dépenses publiques. Chaque année des travaux sont coordonnés entre les deux maîtres d'ouvrage du réseau.

Le deuxième point est plutôt favorable au concessionnaire. La redevance d'investissement « R2 » est toujours obtenue de la même façon principalement par un calcul sur le cumul des investissements effectués à N-2 toujours déduit des aides perçues. Mais par ce protocole, elle est moyennée avec les années précédentes. Ce dispositif a pour but de minimiser les hausses ou les baisses de redevance. Pour le SIEM, c'est une minoration de sa redevance R2.

2014 a été la première année soumise à ce calcul, **le SIEM a perçu une redevance d'investissement de 4 159 295 euros. Sans ce protocole, elle aurait été de 4 851 323 €. La minoration pour le SIEM a été de 692 028 euros**

Le troisième point a le mérite de supprimer une situation absurde puisque plusieurs catégories d'ouvrages sont dit non localisées et comptabilisées globalement à la région Est ERDF et ramenées à chaque concession au prorata de leurs clients. Normalement, au 1^{er} janvier 2016, tous les transformateurs, branchements et colonnes montantes nouvellement posés

devraient être enregistrés géographiquement. Les autres catégories sont en phase d'étude. Le compteur Linky sera, dès son lancement, enregistré à la maille communale.

Ce dernier point est de bon sens. Il devrait permettre à chaque autorité concédante d'avoir **un inventaire réel de son patrimoine**. En revanche, d'un point de vue financier, c'est moins favorable aux autorités concédantes. Les biens non localisés sont considérés comme des biens urbains. Logiquement en étant rattachés à une commune, ces ouvrages deviennent localisés et devraient prendre son statut, rural ou urbain. Seule la valeur des biens urbains financés par le SIEM entre dans les calculs de fin de contrat. Les biens ruraux sont des « remises gratuites » (voir chapitre 7 – les éléments financiers).

L'avenant n°10 dit avenant FACE

Le décret 2014-496 du 16 mai 2014 relatif aux aides à l'électrification rurale redéfinit la ruralité « électrique » pour la faire coïncider à la ruralité « INSEE » où les communes sont rurales si elles ont moins de 2000 habitants ou si elles n'appartiennent à pas une unité urbaine de plus 5000 habitants. Un arrêté préfectoral a été établi le 30 septembre 2014, il porte à 39 les communes urbaines au sens de la distribution électrique. Néanmoins, le SIEM et ERDF, d'un commun accord, ont souhaité par cet avenant que les communes de BEZANNES et de BAZANCOURT, bien que rurales, relèvent du régime urbain pour la maîtrise d'ouvrage des travaux.

Au 1^{er} janvier 2015, la concession compte 41 communes urbaines au sens de la distribution de l'électricité :

- AY-CHAMPAGNE,
- BAZANCOURT,
- BETHENY,
- BEZANNES,
- CHALONS EN CHAMPAGNE
- COMPERTRIX,
- CORMONTREUIL,
- COURTISOLS,
- DORMANS,
- DIZY,

- EPERNAY,
- FAGNIERES,
- FERE-CHAMPENOISE
- FISMES,
- FRIGNICOURT,
- MAGENTA,
- MAREUIL SUR AY,
- MARDEUIL,
- MAROLLES,
- MONTMIRAIL,
- MOURMELON LE GRAND,
- MOUSSY,
- MUIZON,
- PIERRY,
- REIMS,
- SAINT BRICE COURCELLES,
- SAINT LEONARD,
- SAINT MARTIN SUR LE PRE,
- SAINT MEMMIE,
- SAINTE MENEHOULD,
- SARRY,
- SERMAIZE LES BAINS,
- SEZANNE,
- SUIPPES,
- TAISSY,
- TINQUEUX,
- VERTUS,
- VINAY,
- VITRY LE FRANCOIS,
- WARMERIVILLE,
- WITRY LES REIMS

Les 579 autres communes de la MARNE et de la concession sont de statut rural.

2.3. Le concessionnaire

C'est avec EDF que le SIEM a signé son contrat de concession en mai 1993. Les lois des années 2000 relatives aux marchés de l'électricité ont transformé les relations contractuelles ; d'un concessionnaire, on est passé à deux qui ont chacun une mission de service public à remplir :

- à EDF, la gestion des clients qui ont fait le choix de rester à des tarifs réglementés de vente,
- à ERDF, l'entretien et le développement des réseaux de distribution. Il a repris à son compte les droits et obligations d'EDF pour les réseaux de distribution.

2.3.1. EDF

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

2.3.1.1. Sa mission

Elle doit fournir l'électricité en favorisant la maîtrise de la demande, sur l'ensemble du territoire, aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente (TRV) et raccordés aux réseaux de distribution. La mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés est assurée pour la concession SIEM par la direction commerciale régionale en région EST¹⁰.

En outre, le concessionnaire a aussi pour mission la solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion par la prévention. Néanmoins, EDF n'est plus le seul fournisseur à proposer le Tarif de 1^{ère} nécessité (TPN). En effet, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 dite « loi BROTTES » précise que tous les fournisseurs d'électricité peuvent dorénavant proposer le tarif de 1^{ère} nécessité. Cette loi confirme la compétence des autorités organisatrices de la distribution d'énergie pour le contrôle de la bonne application de ce tarif social.

2.3.1.2. Ses moyens

EDF a développé ses relations de proximité avec ses clients. S'appuyant sur le développement des nouvelles technologies et sur l'évolution des com-

portements (75 % des foyers ont aujourd'hui une connexion à internet), le concessionnaire propose un dispositif multicanal ; d'une part, interne (www.edf.fr) ou la téléphonie mobile et d'autre part, les canaux traditionnels (le téléphone et les accueils physiques).

Les points d'accueil physique EDF sur le territoire de la concession en 2014

2 boutiques à REIMS et à CHALONS EN CHAMPAGNE

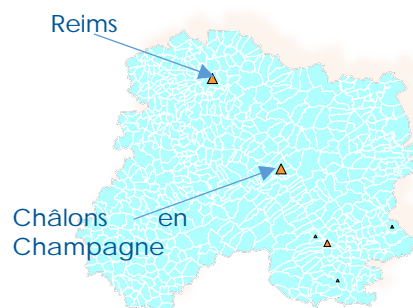
Les clients y reçoivent informations, conseils pour maîtriser leurs consommations, gérer leurs contrats d'énergie.

1 point services à VITRY LE FRANCOIS

Un espace dédié permet l'accès à une documentation et une mise en relation gratuite, via un téléphone mis à disposition, avec un conseiller EDF.

3 points RSP (Relais Services Publics) à :

- Loisy sur Marne,
- Saint Rémy en Bouzémont,
- Sermaize les bains.



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.

¹⁰ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine

2.3.2. ERDF

Né de la volonté du législateur de séparer les activités de fourniture et de distribution¹¹ de l'électricité, ERDF, filiale à 100 % d'EDF, a repris la mission de distribution de l'énergie qui incombait à la signature du contrat à l'opérateur historique.

2.3.2.1. Sa mission

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

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

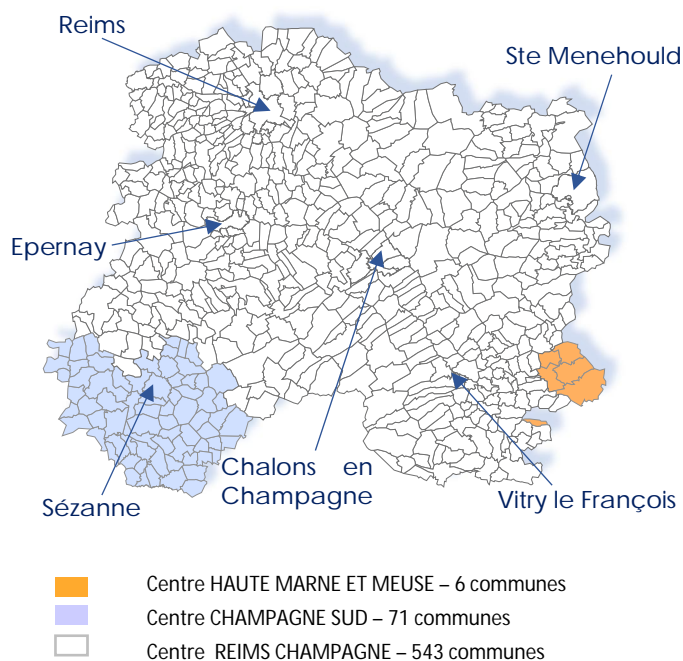
Les conférences départementales

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'investissement sur les réseaux de distribution de l'électricité.

Aucune réunion ne s'est tenue en 2014.

2.3.2.2. Ses moyens

Trois centres ERDF interviennent sur la concession :



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

¹¹ Article 111-61 du code de l'énergie

2.4. Le Compte Rendu d'Activité (CRAC)

L'article L 2224-31 du CGCT précise que le gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité tient à la disposition de l'autorité concédante dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celles-ci. ».

L'article 32 du cahier des charges de concession précise que le compte rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) doit contenir des informations relatives aux réseaux, aux travaux neufs, à l'exploitation du réseau dont les incidents, les quantités livrées et les recettes correspondantes ainsi que les consommations des clients aux tarifs réglementés. Doivent aussi figurer sur ce document :

- des indications sur le degré de satisfaction des usagers,
- des données financières sur la concession, charges et produits d'exploitation,
- des données techniques et comptables du patrimoine concédé dont la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages concédés.

Le concessionnaire doit présenter, à l'autorité concédante, ce document dans un délai de six mois suivant l'exercice considéré.

Le CRAC 2014 a été présenté dans les temps à l'autorité concédante.



Le compte rendu d'activité est le premier élément de la mission de contrôle de l'autorité concédante. L'exemplaire marnais est un modèle national dans lequel sont ajoutés les chiffres relatifs à la concession. Les indications sur la satisfaction des abonnés ainsi que les données d'exploitation sont à une maille régionale voire nationale et adaptée au SIEM par des clés de répartition. Cette situation devrait s'améliorer rapidement puisque le protocole signé en 2014 prévoit une généralisation des données à la maille de la concession

2.4.1. Les éléments financiers d'exploitation

ERDF doit chaque année transmettre les principales données du compte d'exploitation de la concession SIEM pour l'activité de distribution électrique. Le concessionnaire communique ces chiffres dans le CRAC. 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, peu de 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 sont des données nationales ou régionales soumises à des clés de répartition. ERDF précise dans son compte rendu d'activité que l'enregistrement à des territoires supérieurs à ceux de la concession est dû à l'interconnexion des réseaux, à certaines activités plus spécifiques qui sont exercées sur des périmètres supérieurs à la concession et à une volonté de maîtriser les coûts de gestion.

Ainsi, beaucoup de charges et de produits d'exploitation sont répartis sur la concession au prorata du nombre de clients, des recettes de raccordement, des kWh acheminés, de la longueur du réseau BT....

Comment analyser voire comprendre des chiffres qui sous le légitime prétexte de réduction des coûts sont calculés au prorata des kWh acheminés, des clients de

la concession ou de la longueur du réseau. Ces données ne représentent que de très loin l'activité de la concession. Pour exemple, les premières relocalisations des transformateurs, ouvrages auparavant¹² non localisés, donnent des répartitions financières SIEM/ERDF bien différentes de ce qu'elles étaient quand ces biens étaient calculés au prorata des clients de

la concession par rapport aux clients de la direction régionale EST d'ERDF.

A ces règles, s'ajoutent des rubriques comme les charges centrales qui représentent un prorata de la somme des différentes charges constatées au niveau des services centraux d'ERDF.

Présentation du compte d'exploitation lié à l'activité de distribution de l'électricité

Résultat d'exploitation (en k€)	2013	2014	Ecart	
			Absolu (€)	Relatif (%)
Recettes d'acheminement	134 640	129 376	-5 264	-3,91
Récettes de raccordements et prestations	8 591	14 941	6 350	73,91
Autres recettes	3 501	3 447	-54	-1,54
Production stockée et immobilisée	15 324	16 049	725	4,73
Reprise sur amortissement et provisions	5 011	5 793	782	15,61
Autres produits divers	1 005	1 300	295	29,35
Total des produits	168 072	170 906	2 834	1,69
Accès réseau amont	41 285	40 184	-1 101	-2,67
Autres consommations externes	45 086	44 078	-1 008	-2,24
Contribution au CAS FACE	2 788	2 828	40	1,43
Impôt et taxes	3 348	3 372	24	0,72
Charges de personnel	22 232	23 317	1 085	4,88
Autres charges	2 627	3 290	663	25,24
Redevance de concession	5 150	4 159	-991	-19,24
Dotations aux amortissements DP	14 421	16 623	2 202	15,27
Dotations aux provisions DP	2 771	2 188	-583	-21,04
Autres dotations d'exploitation	10 133	11 077	944	9,32
Charges centrales	4 038	4 576	538	13,32
Total des charges	153 879	155 692	1 813	1,18
Résultat d'exploitation	14 193	15 214	1 021	7,19
Contribution à l'équilibre	-634	3 044		
Résultat après contribution	14 827	12 170		

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

Pour les produits :

- Les recettes d'acheminement,
- Les recettes de raccordements et prestations qui sont les produits des services et interventions facturés aux clients,
- La production stockée et immobilisée qui recouvre les immobilisations du concessionnaire.
- Partiellement les impôts et taxes (Taxe foncière et CFE).

¹² Avenant n°9 du CCC

Pour les charges :

- Les redevances de concession,
- Les dotations aux amortissements¹³ et aux provisions¹⁰.

Les autres produits ou charges sont des données calculées par rapport aux critères mentionnés ci-dessous. Pour les produits, il s'agit des autres recettes, des reprises sur amortissements et provisions, des autres produits divers, Pour les charges, on y retrouve l'accès au réseau en amont, les autres consommations externes, le CAS FACE, les charges de personnel, les autres charges, les autres dotations d'exploitation, les charges centrales et partiellement les impôts et taxes, les dotations aux amortissements et aux provisions.

2.4.2. Analyse des comptes d'exploitation

Aux règles de calculs de ces charges et produits, s'ajoutent la particularité du prix de l'accès à l'électricité qui en France veut que le tarif de cette énergie soit le même pour tous et partout sur le territoire français. Ce coût de service est le résultat des charges d'exploitation nationales du concessionnaire.

L'analyse de ces comptes apporte quelques interrogations notamment pour les recettes de raccordements. A quoi correspondent ces sommes ? Aux travaux de raccordements des tiers dont les apports financiers sont considérés normalement comme des financements de l'autorité concédante, à savoir le SIEM (dans ce cas, doivent-ils apparaître dans le compte d'exploitation d'ERDF) ?

Il est aussi à noter que les charges de fonctionnement relatives aux redevances de concession ne concernent en 2014 que la redevance d'investissement. Ces redevances se sont élevées réellement en 2014 à 4 837 k€ soit 3,11 % du total des charges.

Pour le reste, les chiffres transmis montrent que malgré une baisse des recettes d'acheminement, la concession est rentable.

La marge d'acheminement

La part la plus importante des produits du concessionnaire revient à sa principale activité : l'acheminement.

Cette recette repose sur le TURPE. Ce tarif, fixé par la CRE pour tout le territoire, doit permettre au gestionnaire de réseaux de couvrir les coûts engagés pour la distribution d'électricité.

La vente de l'électricité a diminué en 2014. Les recettes d'acheminement ont fait de même. Leur baisse s'élève à 3,91 % soit 5 264 k€.

Elles représentent 75,70 % des recettes. Parallèlement l'accès au réseau en amont a, logiquement, baissé puisque cette charge est construite au prorata des kWh consommés. Sa baisse est de 2,61 %.

Résultat d'exploitation (en k€)	2013	2014
Recettes d'acheminement	134 640	129 376
- Accès réseau amont	41 285	40 184
= marge d'acheminement	93 355	89 192

Le compte d'affection spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACE)

Le CAS FACE est abondé par une charge payée par les distributeurs d'électricité (ERDF ou les ELD) sur le kWh distribué. Ce compte est redistribué aux autorités concédantes suivant leur nombre de clients et de départs mal alimentés en zone rurale pour la réalisation des travaux d'effacements et de renforcements.

	Contribution au Facé (en K€)	Subvention du FACE au SIEM (en k€)
2012	2 777	1 554
2013	2 788	1 486
2014	2 828	1 760

¹³ Sauf ouvrages non localisés

Le résultat financier de l'exercice 2014

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

Il est positif et a augmenté de 7,19 %.

(en k€)	2013	2014
Total des produits	168 072	170 906
Total des charges	153 879	155 692
Résultat d'exploitation	14 193	15 214

La contribution à l'équilibre

L'acheminement de l'électricité est basé sur le principe de péréquation tarifaire ; un prix unique sur tout le territoire qui 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, ERDF a instauré une contribution d'équilibre qui traduit le concours de chacune des concessions à l'équilibre global d'ERDF.

Cette contribution est obtenue par la différence entre le résultat d'exploitation

et la quote part du résultat d'exploitation d'ERDF avant impôts.

- Si la contribution est négative, le montant est un produit supplémentaire,
- Si la contribution est positive, le montant est une charge supplémentaire,

Au niveau global, la différence ressortant entre le total des produits et le total des charges de l'ensemble des concessions est toujours égale au résultat d'exploitation d'ERDF.

Résultat de la concession SIEM avec la contribution d'équilibre

(en k€)	2011	2012	2013	2014
Résultat d'exploitation	6 391	10 733	14 193	15 214
Contribution à l'équilibre	-2 572	-3 793	-634	3 044
Résultat total d'exploitation	8 963	14 526	14 827	12 170

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 centres 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 le réseaux de distribution.

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

3.1.1. Les postes sources

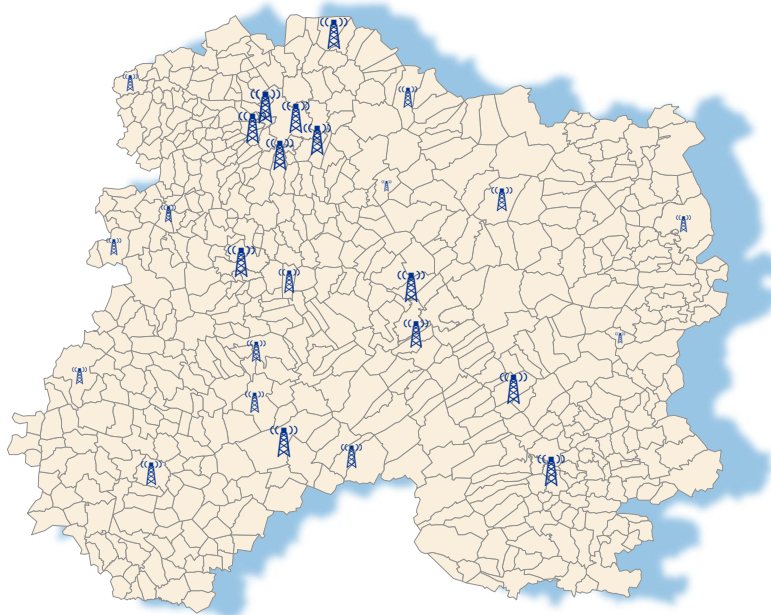
Les postes sources sont des ouvrages électriques qui appartiennent au concessionnaire. Ils abaissent la très Haute Tension en Haute Tension (15 000 à 20 000 volts). Celle-ci alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

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



Le poste source « ORMES » (google EARTH)

Les postes sources dans la MARNE



3.2. Le réseau Haute Tension de type A (HTA)

C'est à la sortie des postes sources que commencent le patrimoine du SIEM et la mission de service public pour 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 du réseau HTA (d'après les fichiers ERDF)

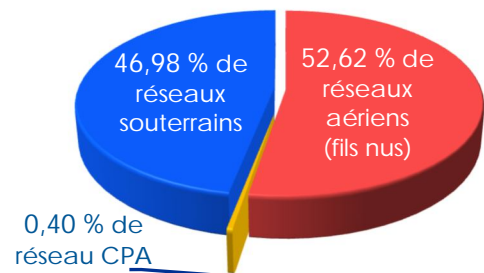
La concession est desservie par **6 394,78 km de réseaux HTA** décomposés comme suit :

- Réseau souterrain : 3 004,07 km,
- Réseau aérien torsadé (CPA) : 25,70 km,
- Réseau aérien (fils nus) : 3 365,01 km,
Dont faible section 11,78 km.

Le réseau HTA a augmenté au cours de l'année 2014 de **157,42 km**.

Dans le détail,

- Réseau souterrain 207,48 km,
- Réseau aérien - 50,06 km,
Dont fils nus de faible section : -1,25 km.

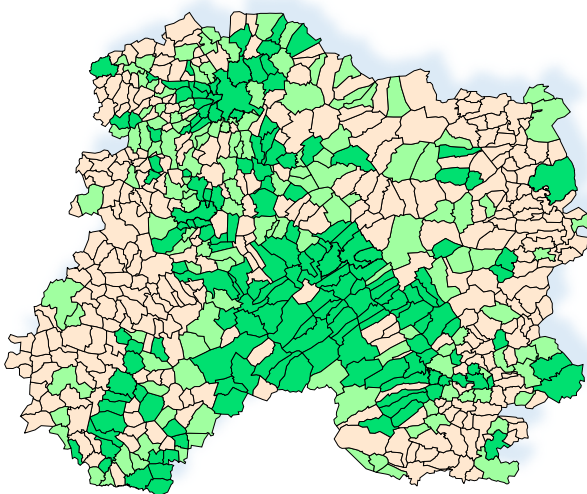


3.2.2. Les données particulières du réseau HTA (d'après les fichiers ERDF)

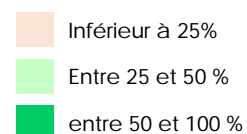
388 départs composent le réseau HTA marnais :

- 193 sont en réseaux souterrains,
- 2 sont en réseaux aériens,
- 193 sont mixtes. Ils comprennent des réseaux aériens et souterrains.

La longueur moyenne est de 16,48 km par départ avec pour le départ le plus petit 0,101 km et pour le plus grand 85,186 km.



Le taux de réseau souterrain HTA par commune



3.3. Les Postes de transformation HTA/BT

Le poste de transformation HTA/BT de la distribution publique (DP) est le trait d'union entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). L'énergie électrique arrive du réseau HTA, passe dans un transformateur qui abaisse sa tension. Puis, elle est répartie sur les différents départs BT qui alimentent le client final. L'alimentation du poste de transformation peut être aérienne ou souterraine.

Le poste HTA/BT est essentiellement composé :

- d'un équipement permettant de le connecter au réseau HTA,
- d'un transformateur dont la puissance peut être comprise entre 50 kVA et 1000 kVA,
- d'un tableau BT permettant la répartition de l'énergie électrique sur les départs BT.

3.3.1. Les données générales sur le réseau

Il y a sur la concession au 31 décembre 2014, 5746 postes de transformation HTA/BT dont :

- 5 709 de distribution publique (DP),
- 9 DP-Production,
- 28 mixtes (DP et clients).

101 postes ont été posés et 59 déposés soit une augmentation globale de 42 postes de transformation HTA/BT (DP) au cours de l'année 2014.

Les postes de transformation HTA/BT se répartissent par type de poste, comme suit :

▪ Cabine basse (CB)	670
▪ Cabine haute (CH)	199
▪ Poste enterré (EN)	8
▪ Poste sur poteau (H61)	1396
▪ Poste en immeuble (IM)	562
▪ Poste rural compact simplifié (PRCS)	25
▪ Poste rural compact (RC)	594
▪ Poste rural simplifié (RS)	69
▪ Poste sur sol de type A (PSSA)	221
▪ Poste sur sol de type B (PSSB)	237
▪ Poste urbain compact (UC)	539
▪ Poste urbain portable (UP)	1226



L'enregistrement par le concessionnaire de ces ouvrages dans l'inventaire technique est fiable à plus de 99 %. Il reste moins d'1 % d'erreur soit 19 postes qui sont absents du fichier ou mal renseignés (type de poste ou puissance du transformateur).

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

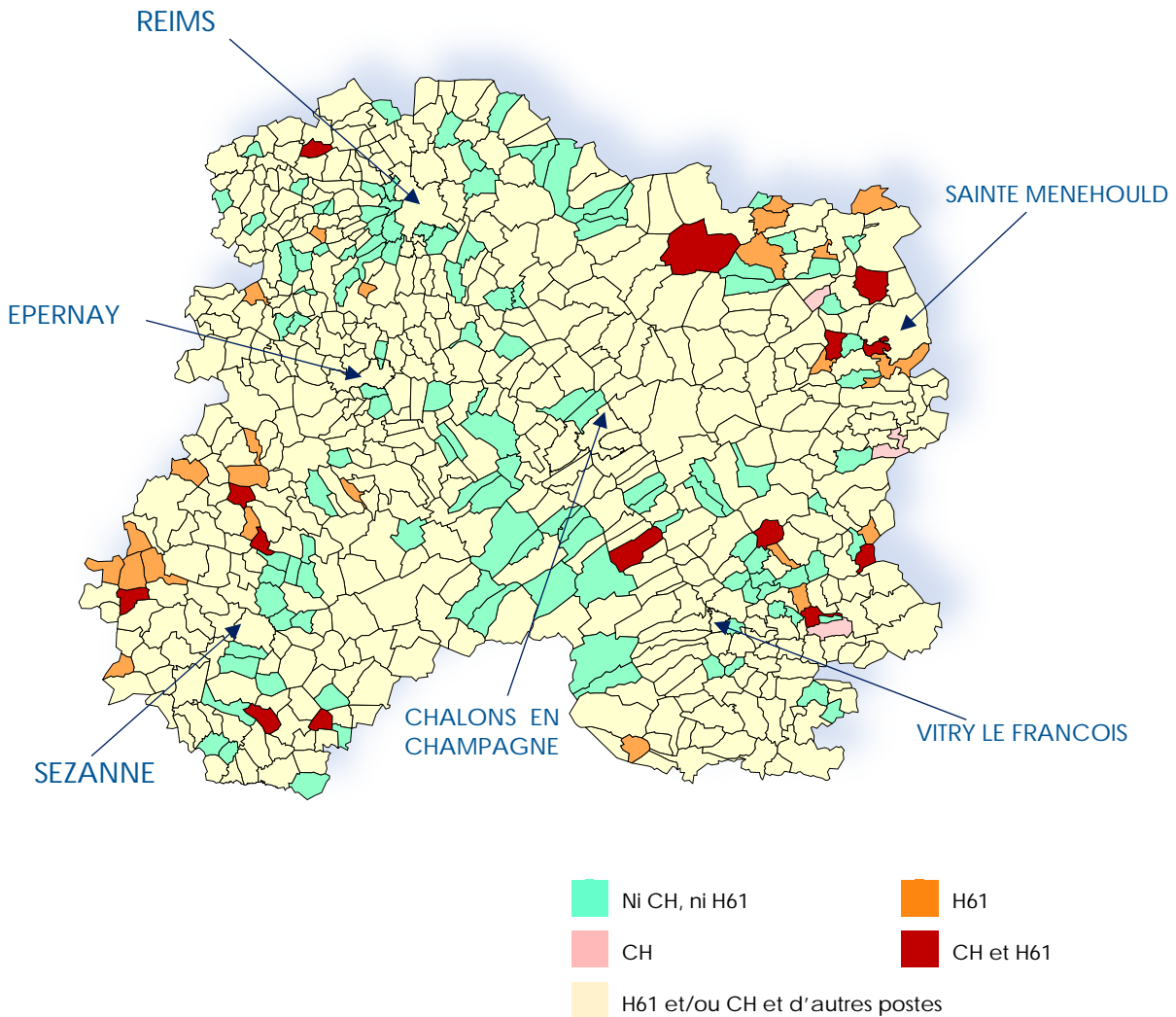
Les postes sur poteau (H61) et les cabines hautes sont les ouvrages les plus vulnérables et les moins performants. Ils sont alimentés par des réseaux aériens. Par leurs investissements, le SIEM et ERDF contribuent à leur diminution.

Ils ne représentent que 27,75 % des postes de transformation de la concession marnaise.

30 H61 et 9 cabines hautes ont été déposés en 2014.

Répartition par communes de ces deux types de postes :

- 122 communes n'ont ni CH ni H61,
- 41 communes n'ont que des CH et/ou des H61,
 - ✓ 3 communes n'ont que des CH,
 - ✓ 24 communes n'ont que des H61,
 - ✓ 14 communes n'ont que des CH et des H61,
- 457 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)

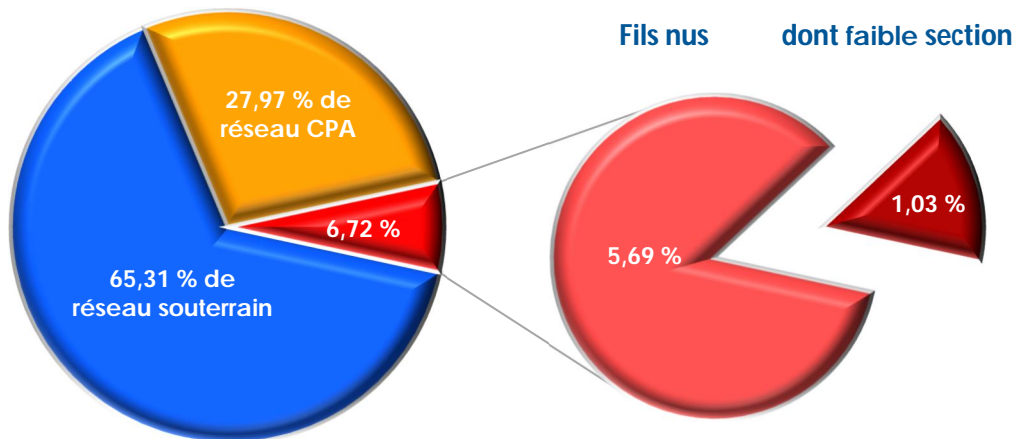
Au 31 décembre 2014, la longueur du réseau BT de la concession s'élève à **4 740,54 km répartis en 18 355 départs** :

▪ Réseau souterrain	3 096,17 km,
▪ Réseau aérien torsadé	1 325,91 km,
▪ Réseau aérien nu	318,46 km,
<i>Dont fils nu faible section :</i>	48,79 km.

Le réseau BT a augmenté au cours de l'année 2014 **de 48,81 km**.

Dans le détail,

▪ Réseau souterrain	98,69 km,
▪ Réseau aérien torsadé	-29,41 km,
▪ Réseau aérien nu -	-20,48 km,
<i>Dont fils nu faible section :</i>	-4,17km.



Il ne reste que **6,72 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 1,03 % de faible section** ce qui fait du réseau BT marnais un réseau très sûr.

3.4.2. Le réseau BT souterrain communal

617 communes possèdent du réseau souterrain sur leur territoire, soit 99,52 % de la concession.

Dans le détail :

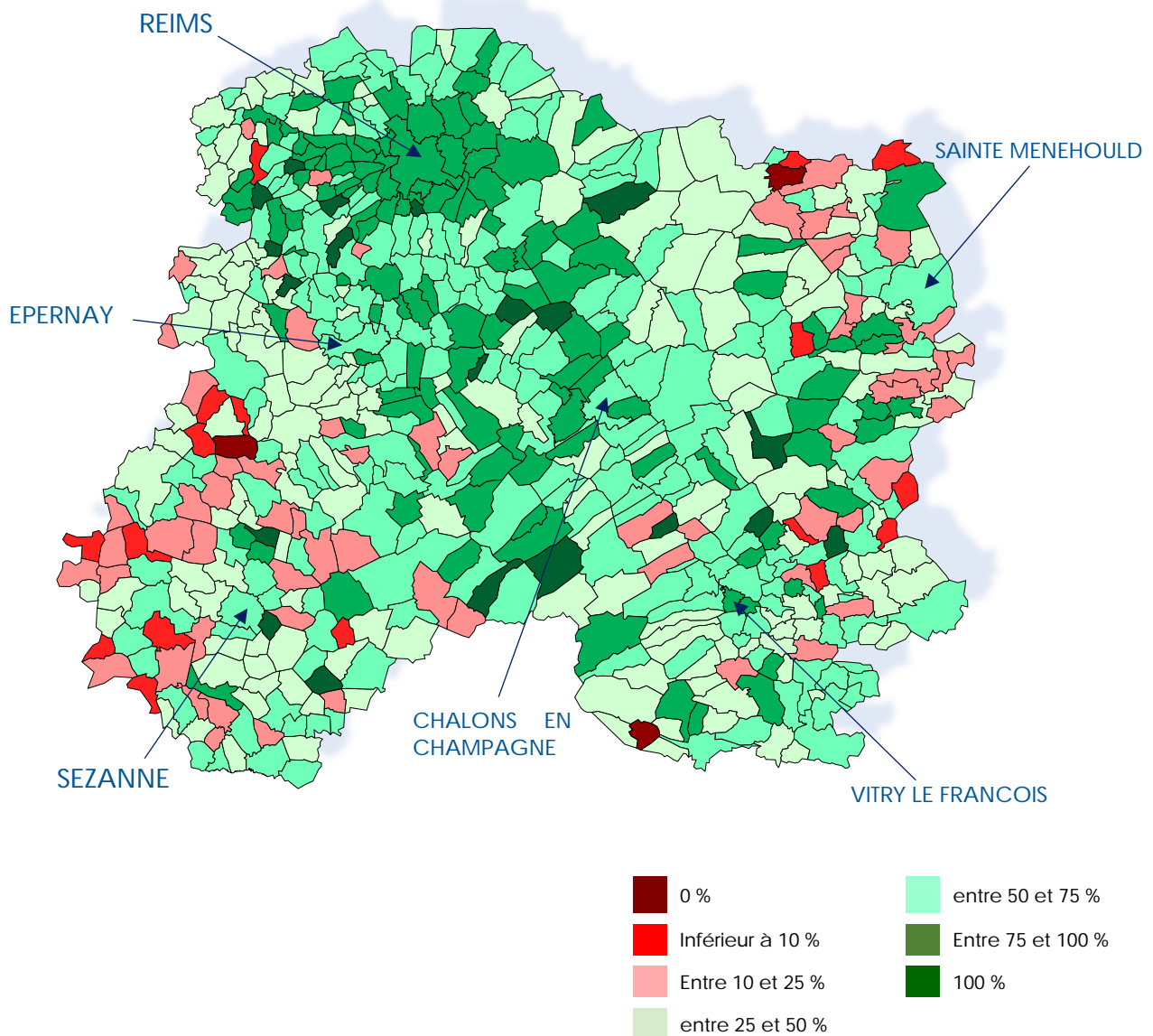
- 20 communes ont leur réseau entièrement en souterrain,
 - AUBERIVE
 - BOUILLY
 - CHERVILLE
 - DOMMARTIN LETTREE
 - LE FRESNE
 - LES GRANDES LOGES
 - HAUSSIMONT
 - ISSE
 - JONQUERY
 - JUSSECOURT MINECOURT
 - LHERY
 - LISSE EN CHAMPAGNE
 - MONTBRE
 - OYES
 - POURCY
 - SAINT MARTIN AUX CHAMPS
 - SAINT REMY AUX BROYES
 - THAAS
 - TRESLON
 - VILLERS SOUS CHATILLON

- 126 communes ont plus de 75 % de réseau BT souterrain,
- 217 communes ont entre 50 et 75 % de réseau BT souterrain,
- 173 communes ont entre 25 et 50 % de réseau BT souterrain,
- 64 communes ont entre 10 et 25 % de réseau BT souterrain,
- 17 communes ont moins de 10 % de réseau BT souterrain.

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

- LA CHAPELLE SOUS ORBAIS,
- CORBEIL,
- ROUVROY RIPONT.

LE TAUX DE RESEAU SOUTERRAIN PAR COMMUNE



3.5. L'âge des ouvrages

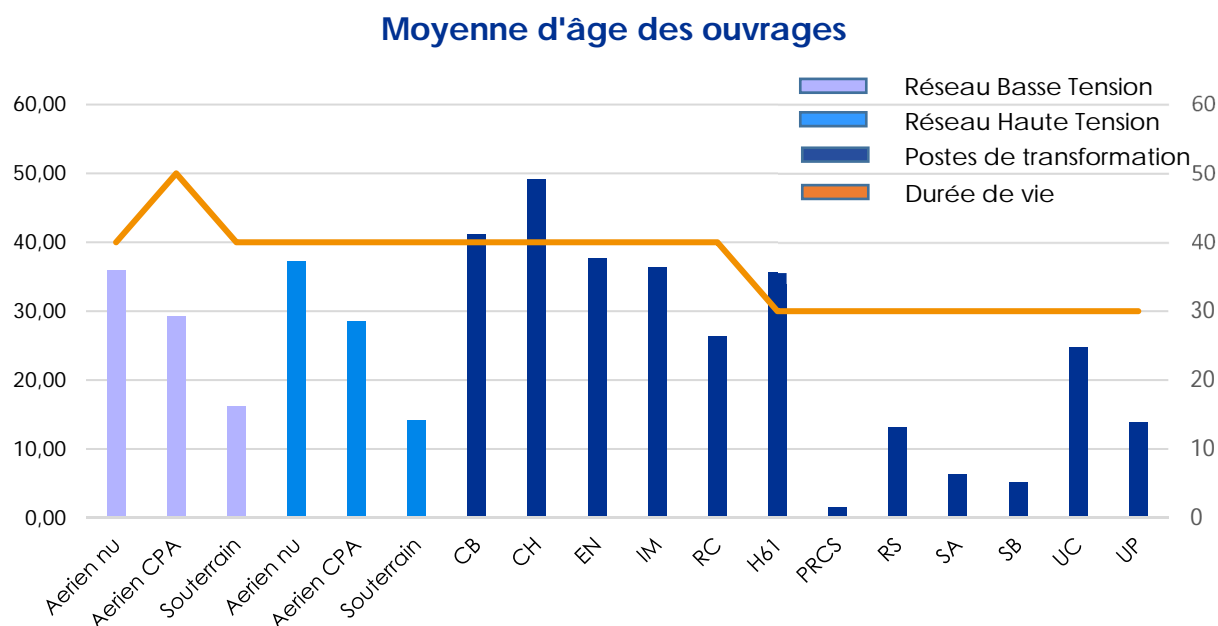
L'acte de naissance d'un ouvrage s'établit à la mise en service du bien. Sa durée de vie, période durant laquelle l'ouvrage remplit en toute sécurité les fonctions pour lesquelles il est installé, s'élève :

- pour les postes de transformation HTA/BT à 30 ans ou 40 ans,
- pour les réseaux HTA et BT à 40 ou 50 ans.

Les moyennes des âges réelles pour les trois grandes catégories des ouvrages de la concession s'établissent à :

	2012	2013	2014
Postes de transformation HTA/BT	27,69	30,92	28,83
Canalisations aériennes	33,16	34,12	35,02
Canalisations souterraines	15,14	15,17	15,23

Et individuellement par type d'ouvrages posés :

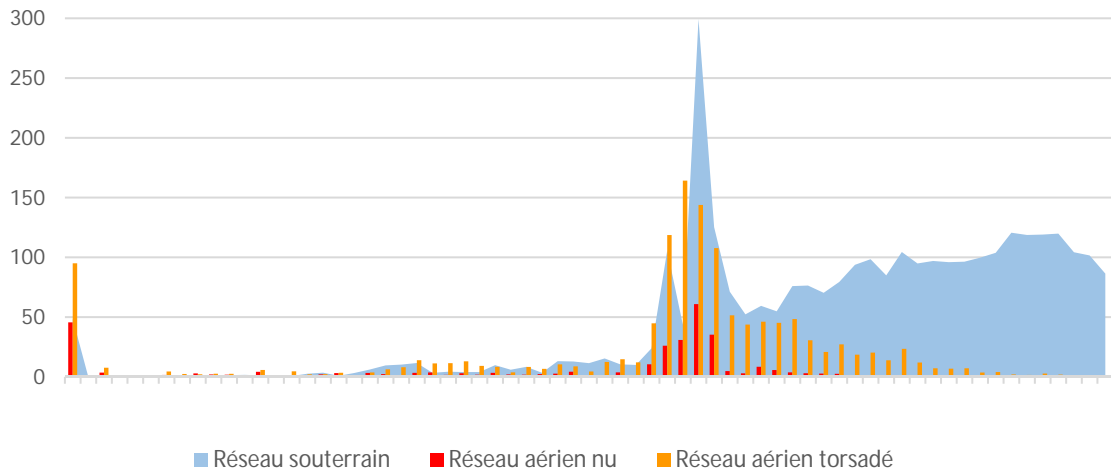


Ce graphique montre que les ouvrages de la concession sont jeunes. Seuls trois types de poste dépassent leur durée de vie. Il s'agit des cabines hautes (CH), des cabines basses (CB) et des postes sur poteau (H61). Les CB et les CH ne sont plus posés et leur nombre diminue au rythme des renouvellements. Les H61 âgés sont aussi remplacés lors de travaux par des postes plus récents. Cependant ce type de poste est aussi utilisé pour alimenter des sites isolés et on les retrouve encore dans les travaux d'extension actuels.

Cette « jeunesse » des ouvrages démontre la dynamique d'investissement sur la concession. Néanmoins dans chacune des catégories, beaucoup d'ouvrages sont encore en place alors que leur durée de vie est dépassée depuis de très nombreuses années ce qui tend à prouver que l'investissement n'est pas assez fort pour permettre le renouvellement des ouvrages.

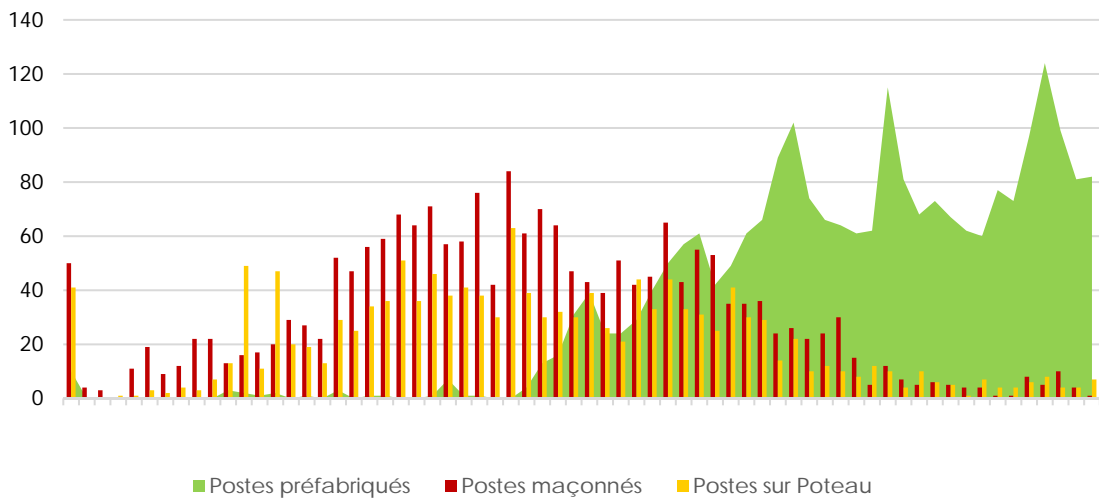
Quantité d'ouvrage par date de pose

Le réseau basse tension (BT)



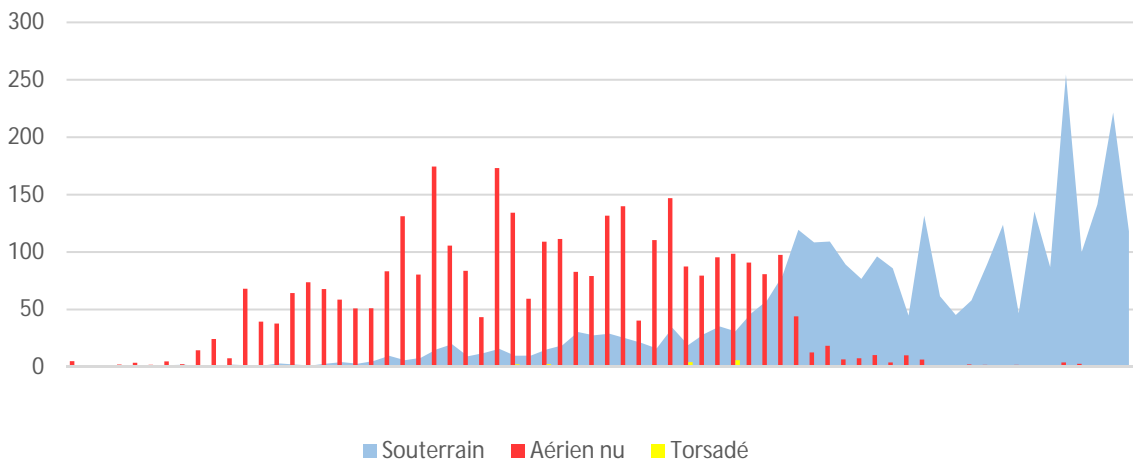
362,82 km de réseaux BT ont dépassé leur durée de vie,

Les postes de transformation



1 828 postes ont dépassé leur durée de vie.

Le réseau haute tension de type A



1 726,42 km ont dépassé leur durée de vie.

IV – Les investissements et la maintenance des ouvrages

4.1. Les investissements d'ERDF en 2014

Les dépenses d'investissement d'ERDF sur la concession se regroupent en 3 chapitres.

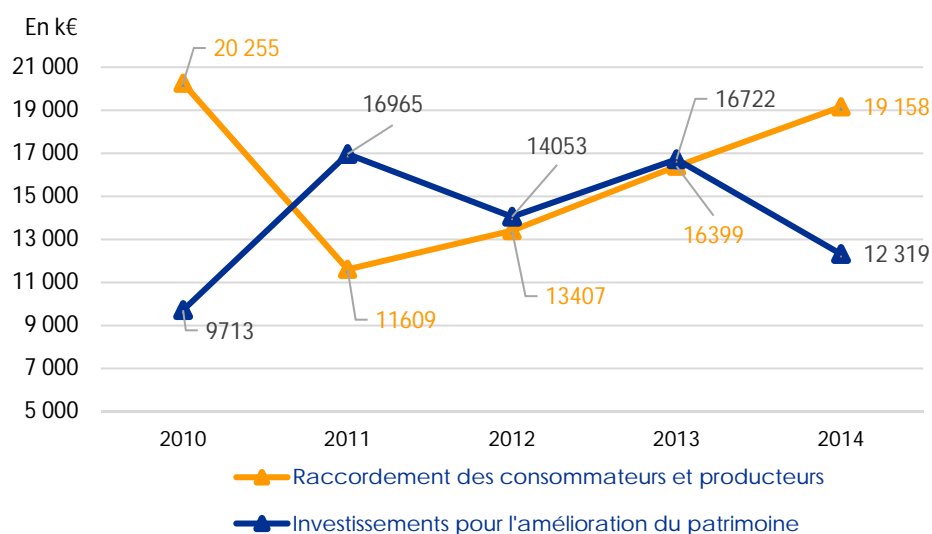
Investissements ERDF (en k€)	2014
Raccordement des consommateurs et producteurs	19 158
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	12 319
Investissements de logistique (dont immobilier)	101
Total en (k€)	31 578

ERDF a deux obligations dans le cadre de la mission de service public de la distribution d'électricité ; d'une part d'entretenir et de renouveler les ouvrages de la concession pour permettre la distribution d'une qualité de fourniture régulière et d'autre part de raccorder tous les usagers qui le souhaitent aux réseaux de distribution, consommateurs comme producteurs.

Investissement ERDF (en k€)	2012	2013	2014
Raccordement des consommateurs et producteurs	13 407	16 399	19 158
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	14 053	16 722	12 319
Performance du réseau	10 976	14 815	10 473
<i>Dont renforcement</i>	2 606	6 100	1 184
<i>Dont climatique</i>	865	684	753
<i>Dont modernisation</i>	5 609	6 142	7 104
<i>Dont moyens d'exploitation</i>	1 896	1 889	1 432
Exigences environnementales et réglementaires	3 077	1 907	1 846
<i>Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)</i>	328	340	340
<i>Dont sécurité et obligations réglementaires</i>	1 386	443	334
<i>Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers</i>	1 363	1 124	1 172
Investissements de logistique (dont immobilier)	193	497	101
Total en (k€)	27 653	33 618	31 578
Dont investissements poste-sources	4 600	8 571	7 603

Les investissements ERDF ont baissé globalement de 6,07 % par rapport à 2013. Les financements relatifs aux raccordements des consommateurs et des producteurs ont augmenté de 16,82 % et ceux pour l'amélioration du patrimoine ont diminué de 26,33 %.

Evolution par années des investissements



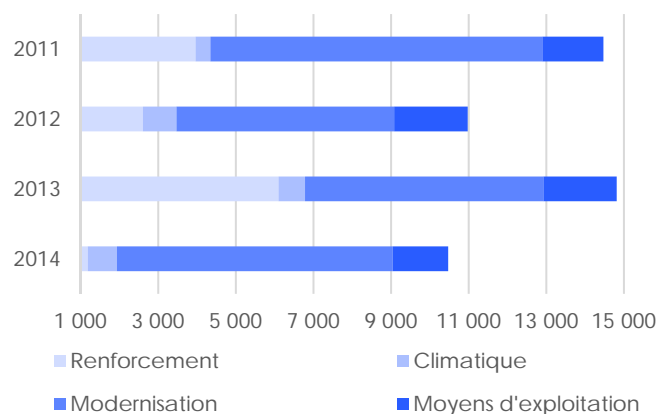
4.1.1. L'investissement pour l'amélioration du patrimoine

Ce chapitre correspond aux postes « **performance du réseau** » et « **exigences environnementales et réglementaires** ». L'article 10 du cahier des charges de concession précise que « *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.* »

Les travaux pour la performance du réseau correspondent en 2014 à 85,02 % du chapitre investissement pour l'amélioration du patrimoine et à 33,17 % des investissements d'ERDF. L'année 2014 ne restera pas comme une bonne année en

matière d'investissement pour l'amélioration du patrimoine. Elle est la plus faible depuis 2011.

EVOLUTION DU POSTE "PERFORMANCE DU RESEAU" (en k€)



4.1.2. Les travaux de raccordement des usagers

Le raccordement des consommateurs et des producteurs est la deuxième obligation du concessionnaire. Ces travaux de raccordement représentent 60,67 % des investissements ERDF en 2014.

Ces travaux dont une partie est à la charge des demandeurs augmentent chaque année comme les usagers de la concession. Ils sont 226 producteurs et

2 473 consommateurs (BT et HTA) de plus en 2014.

Investissement ERDF (en k€)	2012	2013	2014
Raccordement des consommateurs et producteurs	13 407	16 399	19 158

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

Le SIEM et ERDF travaille sur le réseau selon la répartition définie par le cahier des charges de concession et ses avenants. La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré les conférences départementales où les autorités concédantes et leurs concessionnaires se réunissent autour du Préfet pour harmoniser leurs projets de travaux afin d'en réduire les coûts.

L'avenant dit « Protocole FNCCR-ERDF », signé le 30 janvier 2014 par le SIEM, crée le Programme Commun de Développement et de Modernisation des Réseaux (PCDMR) dont le but est la coordination des actions du concédant et du concessionnaire pour

favoriser le développement économique du département et maintenir à un haut niveau de performance la qualité de la distribution de l'électricité.

Le SIEM a été choisi avec trois autres syndicats pour participer à l'expérimentation de ce programme. Le premier PCDMR a été présenté au Préfet de la Marne, le 17 décembre 2013. Il comporte une analyse fine de l'état du réseau. Il précise les travaux à prioriser et la coordination des investissements. **Ce PCDMR a été validé en juillet 2014 à l'occasion d'une réunion bilan organisée par la FNCCR et ERDF.**

4.2. La maintenance des ouvrages

4.2.1. L'élagage et l'entretien des lignes HTA et BT

L'élagage des arbres le long des lignes électriques est une obligation du concessionnaire.

4.2.1.1. Les travaux d'élagage

Pour 2014, le concessionnaire a procédé à :

2014	HTA	BT	Total
Réseaux HTA et BT sécurisés (en km)	788	171	959
<i>Dont linéaires de bois coupés (en km)</i>	<i>71</i>	<i>5</i>	<i>76</i>
Montant consacrés à ces travaux (en k€)	602	93	695

4.2.1.2. les interruptions de fourniture dues à l'insuffisance ou aux travaux d'élagage

Les coupures dues aux insuffisances d'élagage, d'abattage ou aux travaux d'élagage ont engendré 64 incidents (20 sur les réseaux BT et 44 sur les réseaux HTA).

6 316 usagers ont subi ces interruptions d'une durée totale de 10 710 mn **soit une moyenne de temps de coupure par usager de 74 mn.**

Dans le détail,

Réseaux	Nature	Interruptions	siège	Durée interruption (mn)	usagers	Coupures moyenne / usager (en mn)
BT	incident	2	Elagage insuffisant	422	16	211
BT	travaux	18	Travaux d'élagage	2255	865	83
HTA	incident	2	Abattage insuffisant	616	3109	40
HTA	incident	3	Elagage insuffisant	608	692	108
HTA	travaux	39	Travaux d'élagage	6809	1634	116

Il est à noter que les travaux de tiers, tant sur les réseaux BT que HTA, ont occasionné des coupures pour incident à savoir :

Réseaux	Nature	Interruptions	siège	Durée interruption (mn)	usagers	Coupures moyenne / usager (en mn)
BT	incident	4	Travaux de tiers (élagage ou abattage)	309	94	95
HTA	incident	8	Travaux de tiers (élagage ou abattage)	2272	6140	77

4.2.2. Autre maintenance

ERDF a poursuivi en 2014 le remplacement des transformateurs contenant des polychlorobiphényles (PCB) dont 98 sur la concession marnaise.

V – La qualité de 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 compose des durées de coupure dues :

- Aux incidents intervenus sur les réseaux BT et HTA,
- Aux travaux effectués sur les réseaux BT et HTA,
- Aux réseaux amont de la concession (réseaux de transport et poste source).

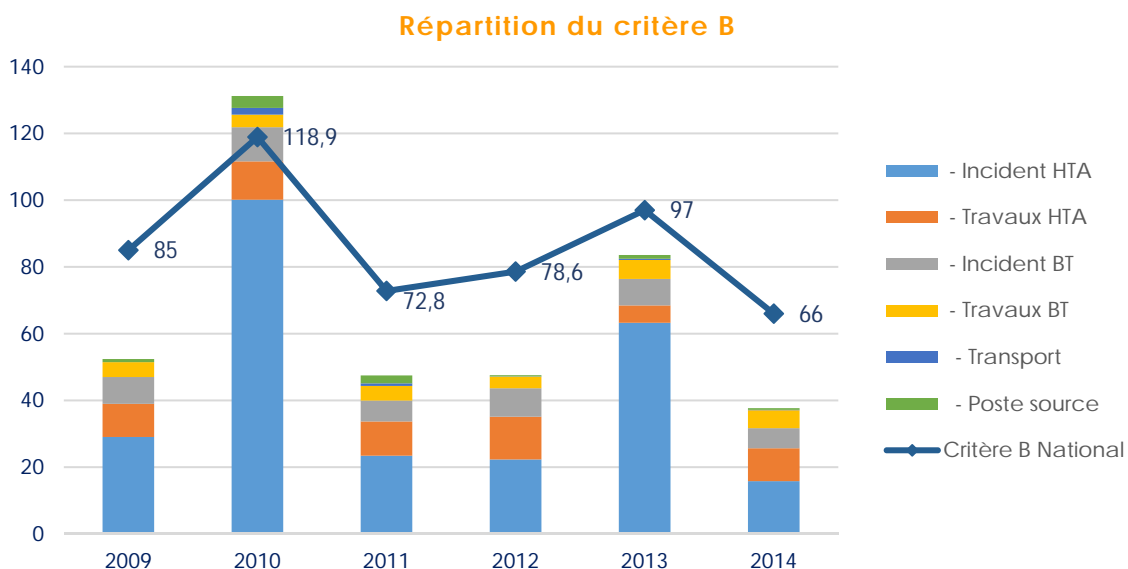
Critère B - Détail (mn)	2009	2010	2011	2012	2013	2014
- Incident HTA	29,05	100,13	23,44	22,3	63,24	15,8
- Travaux HTA	9,91	11,47	10,26	12,8	5,21	9,87
- Incident BT	8,03	10,25	6,25	8,55	7,95	6,01
- Travaux BT	4,46	3,76	4,39	3,47	5,68	5,36
- Amont concession						
- Transport	0	2,02	0,76	0,08	0,36	0,13
- Poste source	0,94	3,57	2,37	0,34	1,11	0,51
Total B	52,39	131,2	47,47	47,54	83,55	37,68
- Dont Bclimatique	10,49	84,06	6,27	4,2	45,93	3,66
Critère B National	85	118,9	72,8	78,6	97	66
TOTAL B HIX	52,39	131,2	47,47	47,54	48,89	37,68
B évènements exceptionnels	0	0	0	0	34,66	0

En 2014, le critère B « marnais » est de 37,68 mn soit une durée 2 fois inférieure à 2013. En effet, l'année 2014 a été particulièrement calme avec 3,66 mn de critère B climatique contre 45,93 mn en 2013. Le critère B 2014 se positionne ainsi sur la 3^{ème} marche des plus bas de la décennie.

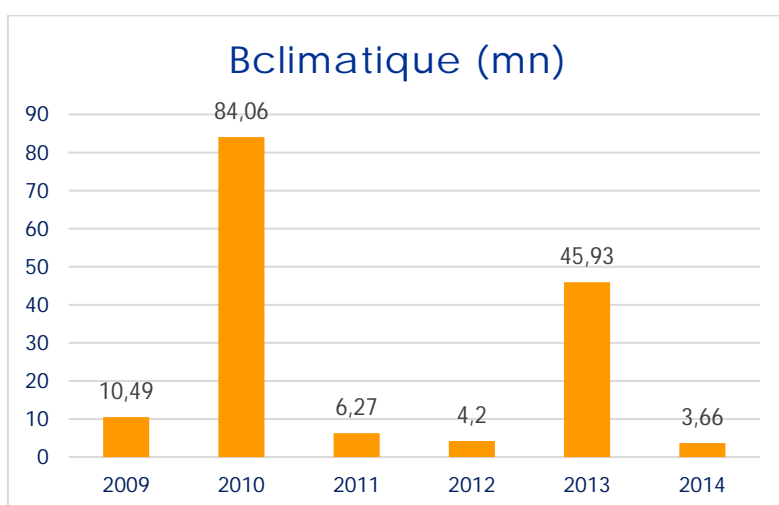
Il est également intéressant de comparer, afin d'avoir une vision décorellée des évènements exceptionnels, le critère B HIX (dit « hors évènement exceptionnel »).

A titre de rappel, sont considérés comme évènements exceptionnels (source CRE) :

- les destructions dues à des actes de guerres, émeutes, pillages, sabotages, attentas, atteintes délictuelles,
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables imputables à des tiers (incendies, explosions, chute d'avion),
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de productions raccordées au réseau de transport,
- les catastrophes naturelles au sens de la loi,
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que celles-ci ne résultent pas du comportement ou de l'inaction du GRD,
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée, dès que lors d'une même journée et avec la même cause, au moins 100 000 utilisateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution, sont privés d'électricité.



La lecture de ce graphique permet d'appuyer le fait que 2014 reste l'année ayant subi le moins de temps de coupure depuis 2009 (pas de données antérieures).

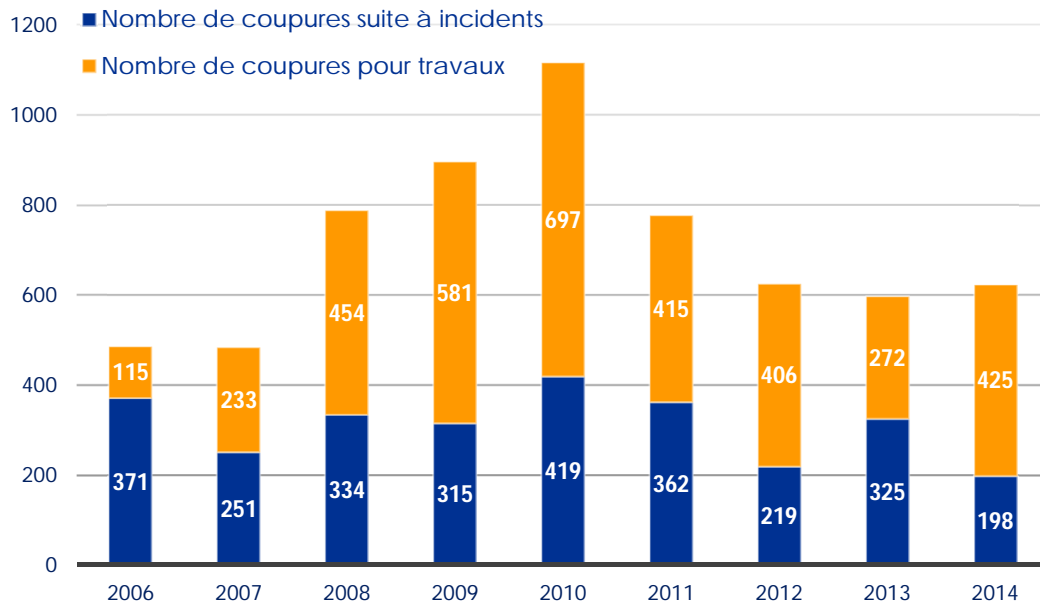


5.2. Le réseau HTA

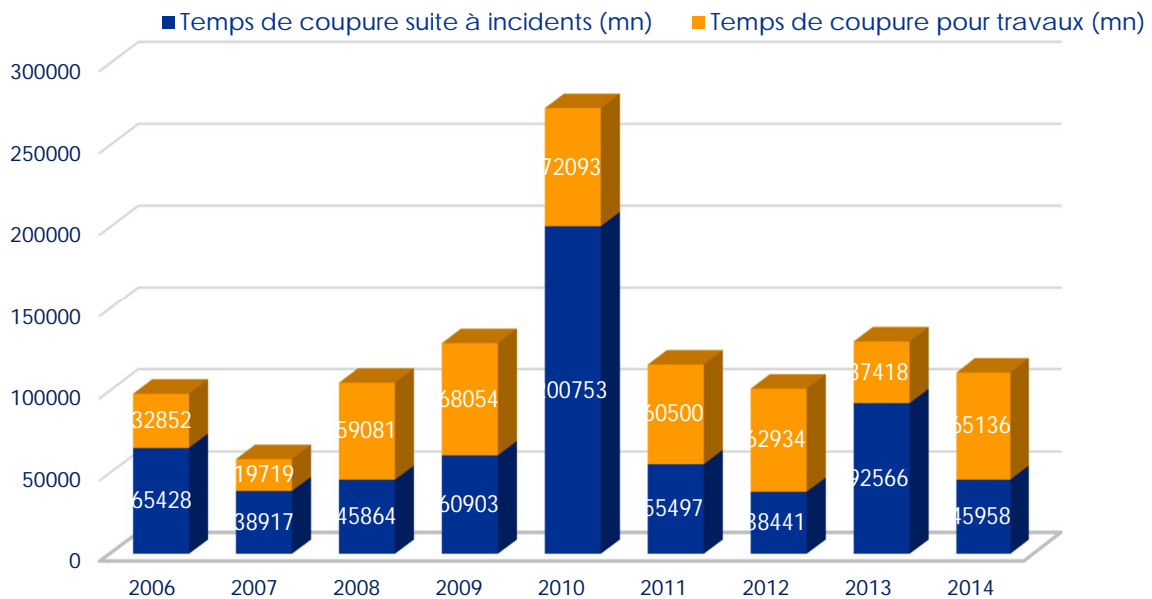
5.2.1. Les interruptions de fourniture

5.2.1.1. La surveillance des réseaux

Comme vu dans le détail patrimonial, la concession, en 2014, était alimentée par 388 départs HTA représentant 6 394,78 km. Le réseau de structure a été le siège de 623 interruptions de fourniture (dites « coupures longues » car supérieures à 3mn) se décomposant en 198 coupures suite à incidents et 425 coupures pour travaux.

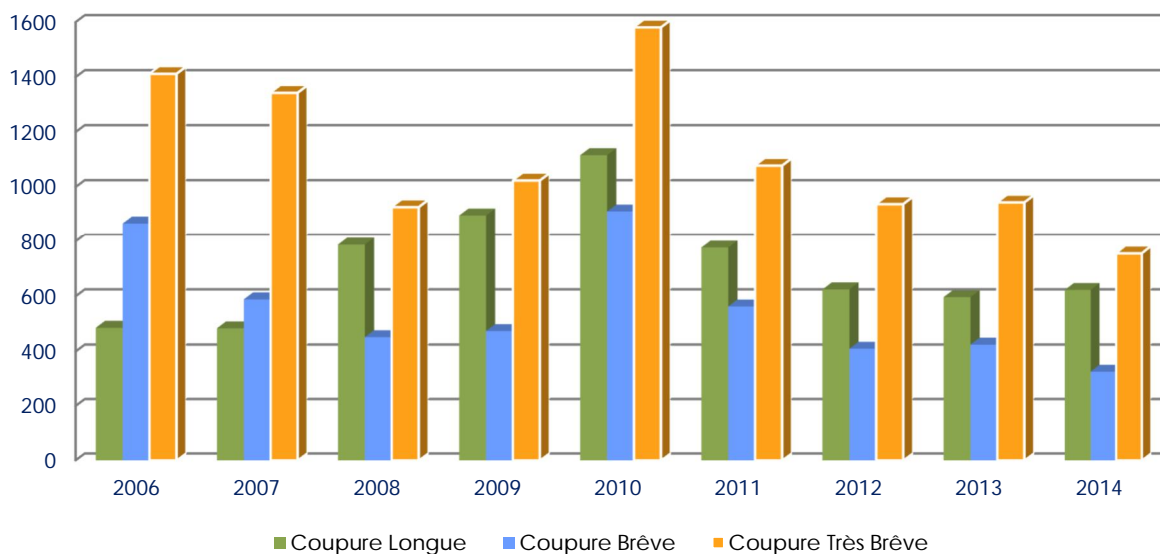


Par rapport à 2013, les coupures suite à incident sont en forte baisse (due en partie à la faible activité climatique). Toutefois, le total du nombre de coupure est en hausse en 2014. Il est dû à une forte activité travaux.



En corrélation directe avec leur nombre, la durée de temps de coupure est en baisse pour les incidents (-49%) et en hausse pour les travaux (+74 %).

Deux autres types de coupure surviennent régulièrement sur les réseaux HTA. Il s'agit des coupures dites « brèves » si leur durée est inférieure à 3mn et « très brèves » (ou « microcoupure ») si elles ont une durée inférieure à 1 seconde.



Comme l'indique le graphique ci-dessus, leur nombre est en nette baisse en 2014. Il est rappelé, comme chaque année, que même si les coupures « très brèves » n'entrent pas dans l'évaluation de la qualité de la tension, ces dernières peuvent être très perturbatrices pour les particuliers et les petites entreprises ne disposant pas d'onduleur (par exemple). C'est pourquoi, la baisse de ce type d'interruption est toujours à signaler.

5.2.2. Les analyses des coupures longues

5.2.2.1. Généralités

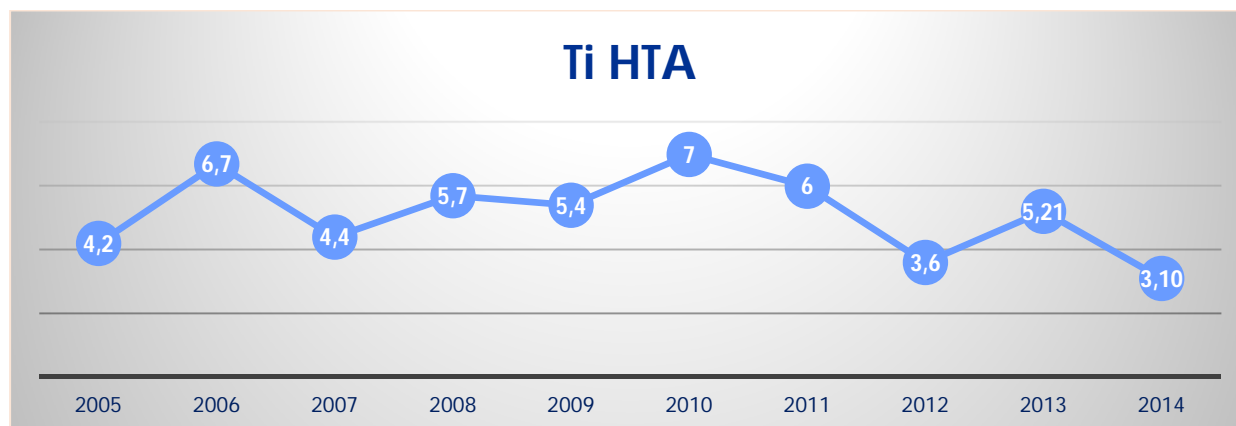
Comme exposé ci-dessus, la concession marnaise a été le siège de 623 interruptions de fourniture d'électricité générant un total de 111 094 mn de coupures cumulées (soit environ 1 851 heures ou encore 77 jours).

5.2.2.2. Coupures suite à incidents

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

Les 6 394,78 km de réseau HTA ont subi 198 coupures suite à incident ce qui permet d'en déduire un taux d'incident (Ti) pour 100 km de :

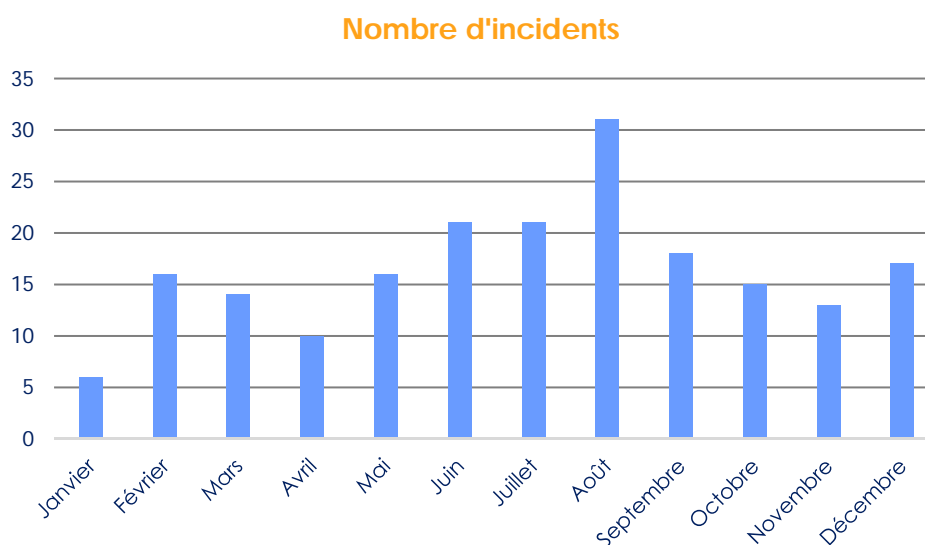
$$TI = (198 \cdot 100) / 6\,394,78 = 3,10$$



Le taux est le plus faible depuis 2005.

b) Répartition mensuelle des incidents

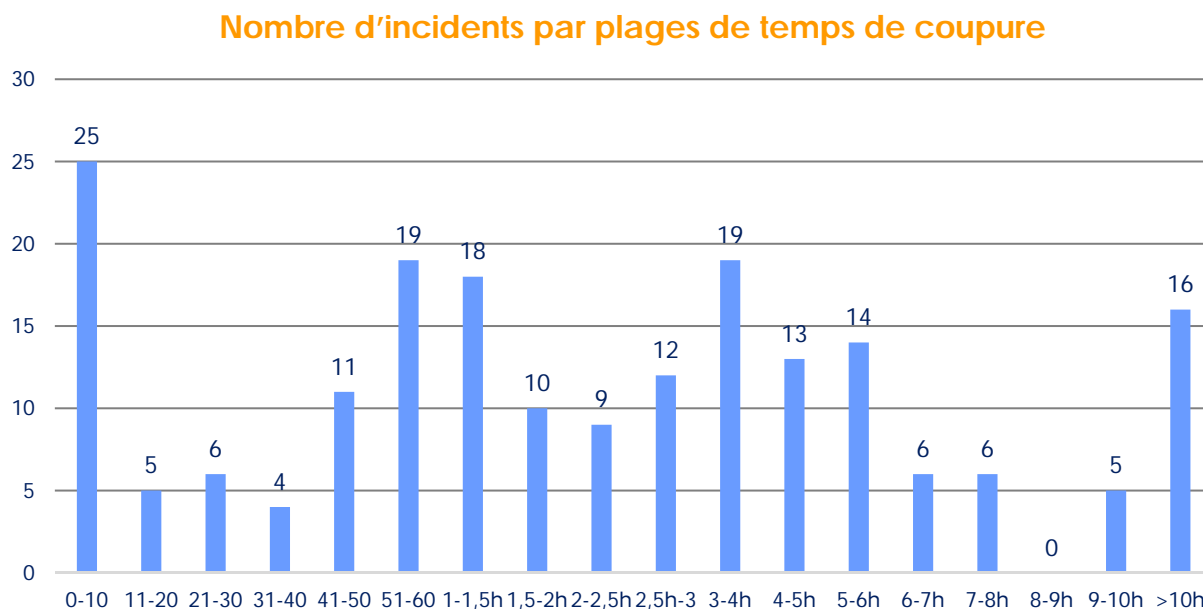
Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	6	16	14	10	16	21	21	31	18	15	13	17



Dans une année climatiquement calme, il est toutefois à remarquer le pic d'incidents du mois d'août dont la responsabilité est en partie due aux orages (9 incidents) mais qui ne représentaient pas un caractère exceptionnel.

c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 199 mn soit un peu plus de 3 heures avec une durée mini de 3 mn et maxi de 3 373 mn. Le graphique ci-dessous reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure.



Sur les 198 incidents subis en 2014, 33 ont une durée supérieure à 6 h et ont impacté 21 639 abonnés.

Sur ces 33 incidents, 16 ont une durée supérieure à 10 h et font subir une interruption de fourniture à 10 372 usagers.

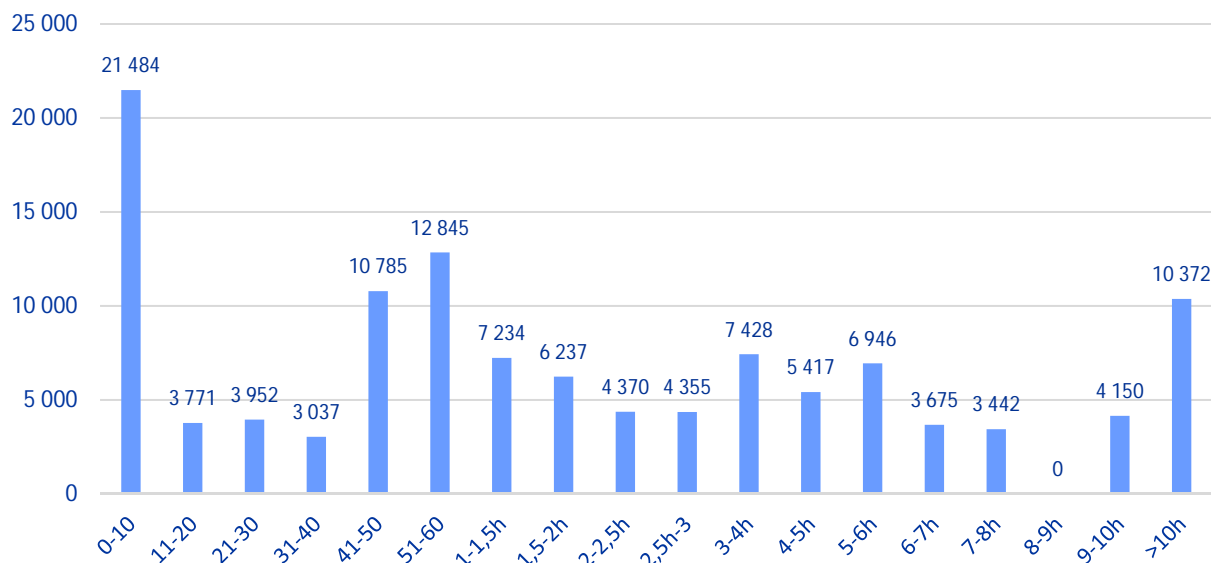
Les 16 incidents sont les suivants :

Nom du poste source	Date	Durée (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
MONTMIRAIL	16/01/2014	990	871	Lignes aériennes	Usure naturelle
PRIEURE (LE)	07/02/2014	648	148	Lignes aériennes	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
MAROLLES	12/02/2014	3373	1	Lignes souterraines	Usure naturelle
EPERNAY	04/03/2014	601	717	Lignes aériennes	Travaux de tiers - Elagage ou abattage
OIRY	04/03/2014	1030	1699	Liaison aéro-souterraine	Usure naturelle
BARBUISE	22/04/2014	964	243	Lignes aériennes	Usure naturelle
STE-MENEHOULD	12/05/2014	1377	774	Lignes aériennes	Coup de foudre
FERE-CHAMPENOISE	17/05/2014	706	451	Lignes souterraines	Usure naturelle
DORMANS	19/05/2014	604	229	Liaison aéro-souterraine	Usure naturelle
FISMES	05/07/2014	2890	2423	Lignes aériennes	Elagage insuffisant
SEZANNE	08/08/2014	872	582	Lignes aériennes	Coup de foudre
LINGUET	10/08/2014	988	220	Lignes aériennes	Coup de foudre
FISMES	25/10/2014	766	632	Lignes souterraines	Défaut de montage / tirage
EUROPORT	26/11/2014	1221	1	Lignes souterraines	Usure naturelle
PRIEURE (LE)	15/12/2014	614	1149	Lignes aériennes	Abattage insuffisant
NC	23/12/2014	1195	232	Lignes aériennes	Véhicule

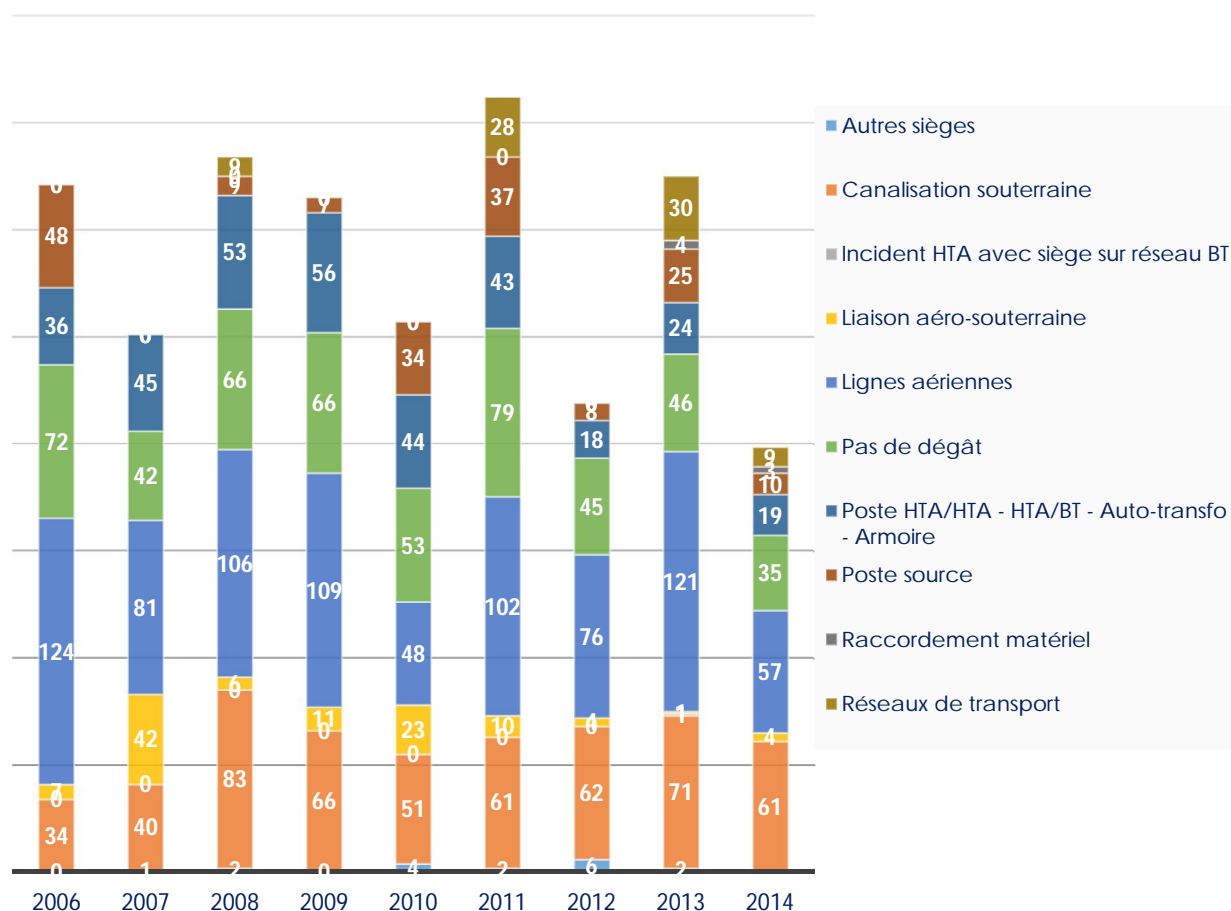
10 de ces 16 incidents impactent les lignes aériennes et 6 le réseau souterrain. **A noter que contrairement à certaines idées reçues, les interruptions de fourniture les plus longues sont celles ayant leur siège sur le réseau aérien.**

L'incident le plus long à traiter est celui qui a touché le départ JONCHERY issu du poste source FISMES avec une durée d'environ 48 h pour des conducteurs aériens rompus suite à un manque d'élagage.

Nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure



d) Répartition des incidents selon le siège



Evolution des incidents suivant leur siège

Sièges des dégâts constatés	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Autres sièges	1	2	0	4	2	6	2	0
Canalisation souterraine	40	83	66	51	61	62	71	61
Incident HTA avec siège sur réseau BT	0	0	0	0	0	0	1	0
Liaison aéro-souterraine	42	6	11	23	10	4	1	4
Lignes aériennes	81	106	109	48	102	76	121	57
Pas de dégât	42	66	66	53	79	45	46	35
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	45	53	56	44	43	18	24	19
Poste source	0	9	7	34	37	8	25	10
Raccordement matériel	0	0	0	0	0	0	4	3
Réseaux de transport	0	9	0	0	28	0	30	9
Total	251	325	315	257	334	219	325	198

Siège des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Autres sièges	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Canalisation souterraine	61	30,81%	13 343	29,03%	38 898	32,52%
Incident HTA avec siège sur réseau BT	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Liaison aéro-souterraine	4	2,02%	1 691	3,68%	1 998	1,67%
Lignes aériennes	57	28,79%	22 788	49,58%	34 975	29,24%
Pas de dégât	35	17,68%	3 115	6,78%	19 737	16,50%
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	19	9,60%	3 614	7,86%	7 880	6,59%
Poste source	10	5,05%	979	2,13%	5 610	4,69%
Raccordement matériel	3	1,52%	383	0,83%	2 231	1,87%
Réseaux de transport	9	4,55%	45	0,10%	8 267	6,91%
TOTAL	198	100,00%	45 958	100,00%	119 596	100,00%

Dans une année climatiquement calme comme l'a été l'année 2014, il est constaté que le nombre d'incidents sur le réseau souterrain est supérieur à celui intervenu sur le réseau aérien (alors même que les incidents souterrains sont relativement stables).

Ce phénomène n'a été constaté qu'une seule fois auparavant dans la décennie (2010 fut également une année peu perturbée climatiquement parlant). Cela montre bien la sensibilité des réseaux HTA aérien aux aléas climatiques.

De plus, il est à signaler, que contrairement aux idées reçues, le temps de coupure lié aux incidents souterrains est très inférieur (61 incidents représentant 29,03 % du temps global de coupure et 32,5 % du nombre total de clients impactés) à celui lié aux incidents aériens (57 incidents représentant 49,56 % du temps global de coupure et 29,24 % du nombre total de clients impactés).

Incidents ayant une durée supérieure à 10 heures :

Aérien

Nom du poste source	Libellé court du départ	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
SEZANNE	MOEURS	08/08/2014	872	582	Parafoudres ou éclateurs	Coup de foudre
BARBUISE	BOUCHY	22/04/2014	964	243	Attache	Usure naturelle
LINGUET	L 50	10/08/2014	988	220	Isolateur	Coup de foudre
MONTMIRAIL	PERTHU	16/01/2014	990	871	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Usure naturelle
SAINT BRICE	BLIGNY	23/12/2014	1195	232	Support béton	Véhicule
STE-MENEHOULD	V CHAT	12/05/2014	1377	774	Parafoudres ou éclateurs	Coup de foudre
FISMES	JONCHE	05/07/2014	2890	2423	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Elagage insuffisant

Souterrain

Nom du poste source	Libellé court du départ	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
FERE-CHAMPENOISE	MORAIN	17/05/2014	706	451	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
FISMES	ARDRE	25/10/2014	766	632	Plein câble synthétique	Défaut de montage / tirage
EUROPORT	BERNEU	26/11/2014	1221	1	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
MAROLLES	LESPLO	12/02/2014	3373	1	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle

L'incident souterrain le plus long aura duré plus de 56 heures (réseau souterrain – boîte de jonction HTA – 1 client coupé sur le secteur de Marolles) alors même qu'un autre incident identique et ayant la même cause n'aura lui duré que 11h (451 clients coupés).

Pour ce qui concerne le réseau HTA aérien, il aura fallu plus de 48 heures pour réparer des conducteurs rompus en pleine portée, incident dû à un défaut d'élagage (2 423 clients impactés).

d) Répartition des incidents selon leur cause

Cause des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Aléas climatique (foudre, tempête...)	12	6,06%	5 843	12,71%	6 104	5,10%
Animaux	5	2,53%	1 316	2,86%	3 173	2,65%
Arbres et dérivés	14	7,07%	6 896	15,01%	11 239	9,40%
Autres causes	9	4,55%	45	0,10%	8 267	6,91%
Cause inconnue	14	7,07%	1 773	3,86%	4 218	3,53%
Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	32	16,16%	3 332	7,25%	25 792	21,57%
Fausse manoeuvre	1	0,51%	3	0,01%	1	0,00%
Installation de clients HTA	6	3,03%	506	1,10%	3 062	2,56%
Malveillance - incendie	3	1,52%	396	0,86%	799	0,67%
Travaux de tiers	27	13,64%	5 599	12,18%	17 547	14,67%
Usure naturelle	71	35,86%	18 401	40,04%	36 240	30,30%
Véhicule - Cops étranger	4	2,02%	1 848	4,02%	3 154	2,64%
TOTAL	198	100,00%	45 958	100,00%	119 596	100,00%

Il peut être également détaillé, pour chaque catégorie de siège, la cause des incidents :

Siège synthèse	Cause synthèse	Total
Liaison aéro-souterraine		4
	Malveillance - incendie	1
	Usure naturelle	3
Lignes aériennes		57
	Aléas climatique	10
	Animaux	2
	Arbres et dérivés	13
	Malveillance - incendie	1
	Travaux de tiers	11
	Usure naturelle	16
	Véhicule - corps étranger	4
Lignes souterraines		61
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage, ...)	7
	Travaux de tiers	16
	Usure naturelle	38
Pas de dégats		35
	Animaux	1
	Arbres et dérivés	1
	Cause inconnue	14
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage, ...)	13
	Installation de clients HTA	5
	Malveillance - incendie	1
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire		19
	Aléas climatique	2
	Animaux	2
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage, ...)	1
	Fausse manoeuvre	1
	Installation de clients HTA	1
	Usure naturelle	12
Poste Source		10
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage, ...)	10
Raccordement matériel		3
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage, ...)	1
	Usure naturelle	2
Réseau Transport		9
	Autres causes	9
TOTAL		198

Comme l'an passé, il ressort de cette analyse que la cause principale de ces incidents quel que soit leur siège est l'usure naturelle avec près de 36 % du nombre d'incidents :

	Nombre	Temps de coupe	Nombre de clients coupés
Usure naturelle dont :	71	18 401	36 240
Liaison aéro-souterraine	3	1 639	1 942
Lignes aériennes	16	4 732	6 383
Lignes souterraines	38	9 364	22 298
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	12	2 339	3 726
Raccordement matériel	2	327	1 891

Dans le détail :

	Nombre	Temps de coupe	Nombre de clients coupés
Usure naturelle dont :	71	18 401	36 240
Liaison aéro-souterraine	3	1 639	1 942
Remontée aéro-souterraine HTA - Extrémités (EUEP,...)	2	1 035	1 713
Remontée aéro-souterraine : câble	1	604	229
Lignes aériennes	16	4 732	6 383
Armement	1	182	302
Attache	4	1 500	862
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	5	1 930	2 237
Isolateur	2	751	2 018
Ligne à conducteurs isolés	1	237	257
Raccord, pont, bretelle	2	82	370
Support béton	1	50	337
Lignes souterraines	38	9 364	22 298
Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) - JTRF - 3M	1	66	319
Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) - JTRF - Hors 3M	3	205	4 214
Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	1	37	970
Jonction de Transition Thermo rétractable HTA (synthétique/papier) - JT TH	1	130	45
Jonction HTA câble papier/câble papier	3	183	1 971
Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	10	6 559	4 732
Plein câble papier	9	1 034	4 655
Plein câble synthétique	10	1 150	5 392
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	12	2 339	3 726
Armoire de coupure	1	422	776
Poste HTA/BT: partie HTA	6	1 072	674
Transformateur HTA/BT	5	845	2 276
Raccordement matériel	2	327	1 891
Raccordement matériel - Connecteurs séparables HTA	2	327	1 891

Contrairement à l'an passé où seuls les câbles papiers et les boîtes sur ces mêmes câbles papiers étaient touchés, cette année voit la cause d'usure naturelle s'appliquer aux câbles et accessoires synthétiques (20 incidents sur un total de 38). Pour les réseaux aériens, les principaux éléments impactés sont les attaches et les conducteurs nus (respectivement 4 et 5 événements).

5.2.2.3. Coupures pour travaux

Les coupures pour travaux sont des interruptions de fourniture volontaires réalisées dans le cadre d'opérations d'entretien, de réparation ou de travaux neufs entrepris par ERDF ou le SIEM lorsqu'il n'a pas été possible de les réaliser sous tension.

Cause	Nombre	Nombre total de clients coupés	Durée (mn)
Adaptation aux charges	2	31	266
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des ouvrages)	8	118	2 752
Réparation de dégâts dus à des tiers	5	494	589
Réparation définitive suite à incident	40	4 210	3 368
Traitement PCB	40	1 986	5 983
Travaux de déplacement d'ouvrage à la demande de tiers	8	437	2 488
Travaux de maintenance courante (hors élagage)	61	3 769	8 337
Travaux de raccordement sous MOA SIEM	22	1 452	4 055
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	12	475	3 148
Travaux de tiers à proximité des ouvrages	16	492	2 172
Travaux d'élagage	87	7 579	14 452
Travaux délibérés (investissements) sous MOA SIEM	42	3 050	8 355
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	68	3 484	7 764
Travaux urgents (mise en sécurité décidée par ERDF)	14	1 339	1 407
Total général	425	28 916	65 136

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

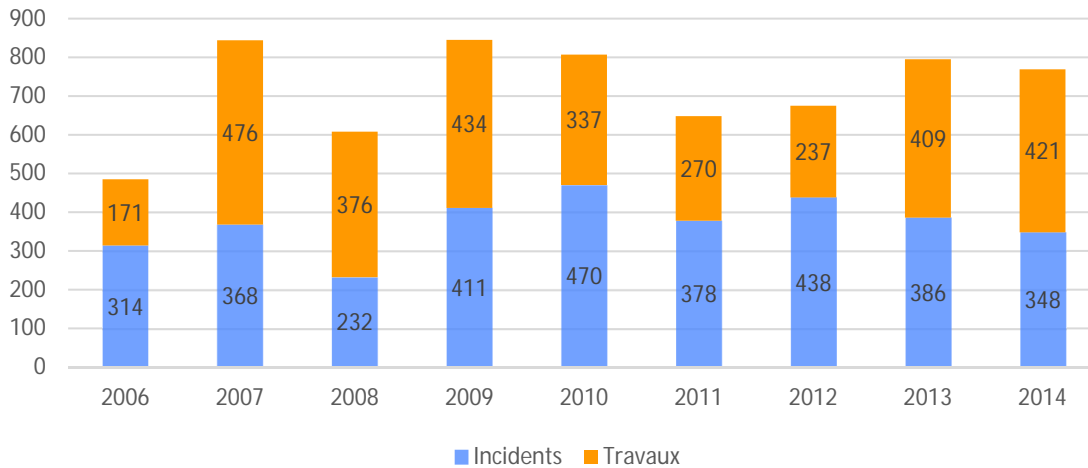
Cause	Nombre	%	Nombre total de clients coupés	Durée (mn)
Travaux de raccordement sous MOA SIEM	22	5,18%	1 452	4 055
Travaux délibérés (investissements) sous MOA SIEM	42	9,88%	3 050	8 355
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	12	2,82%	475	3 148
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	68	16,00%	3 484	7 764
TOTAL	144	33,88%	8 461	23 322

5.3. Le réseau BT

5.3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau Basse Tension de la concession a été le siège de 769 coupures Basse Tension répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2014 pour une durée totale de 97 869 minutes (environ 1 631 h).

Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures suite à incidents (348 pour une durée de 63 036 minutes) et les coupures pour travaux (421 pour une durée de 34 838 minutes).



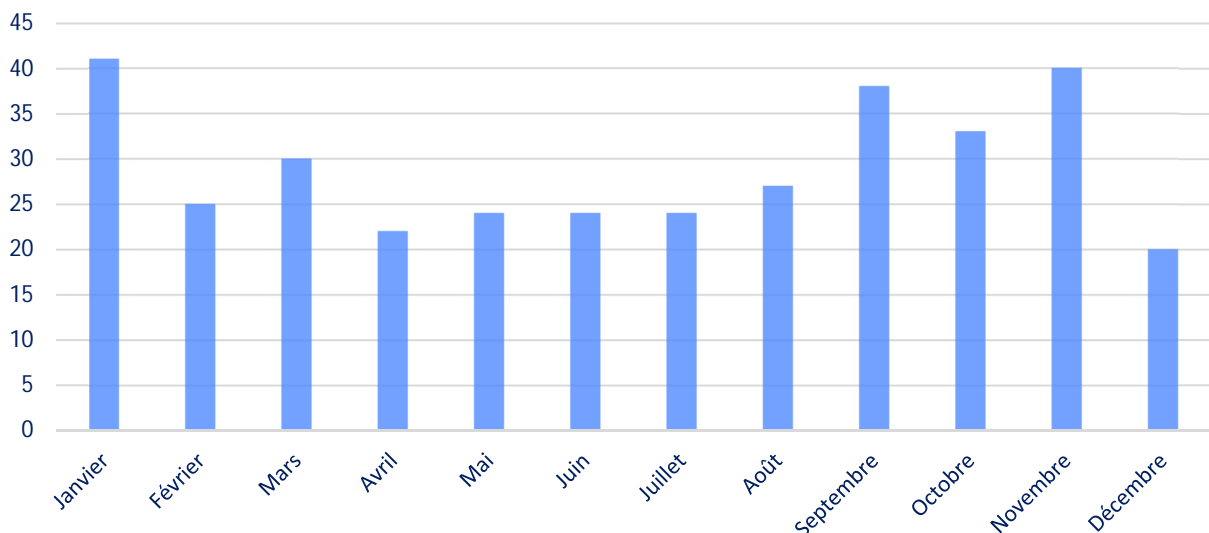
5.3.2. L'analyse des coupures longues

L'analyse suivante porte sur les 348 coupures suite à incident répertoriées par ERDF.

5.3.2.1. répartition mensuelle des coupures

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	41	25	30	22	24	24	24	27	38	33	40	20

Répartition mensuelle des coupures



On constate une moyenne mensuelle d'incidents de 29 avec 5 mois au dessus de cette valeur. 2 pics d'incidents en janvier et novembre sans faire ressortir de cause particulière. La seule remarque est la présence plus importante de la cause d'incident « usure naturelle » durant ces deux mois.

5.3.2.2. répartition mensuelle des coupures

La durée moyenne d'une interruption de fourniture est de 128 mn en 2014 contre 214 en 2013 avec :

- une durée minimale de 2mn pour des travaux délibérés sur un poste de transformation,
- une durée maximale de 1 696mn par incident sur un accessoire de jonction BT ayant pour cause « usure naturelle ».

Comme l'an passé, plusieurs questions peuvent se poser en début d'analyse :

- la cause « usure naturelle » est très présente comme cause d'incident (159 sur les 348 incidents répertoriés soit 46 % du total des coupures par incident) et fait apparaître un vieillissement préoccupant de ces ouvrages.

Si ces incidents sont identifiés sous la cause usure naturelle c'est qu'ils auraient pu être identifiés à priori comme vieux ou vétustes et faire éventuellement partis d'un renouvellement préventif évitant ainsi une interruption de fourniture à 5 216 abonnés.

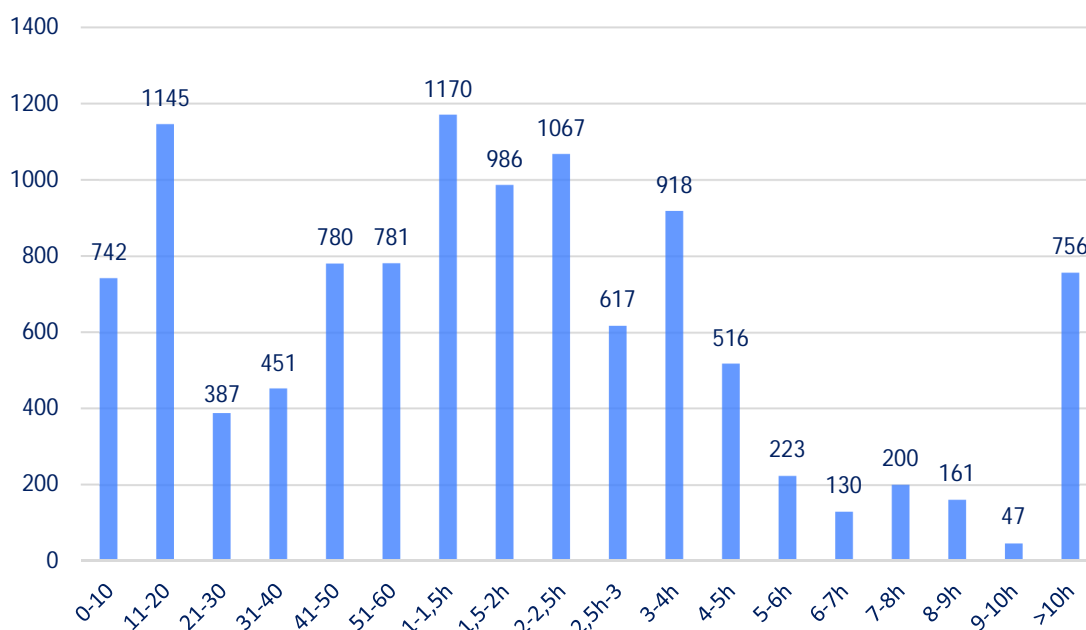
- Certaines durées de coupure semblent quelque peu « fantaisistes ». En effet, chaque année nous nous interrogeons sur les temps de coupure inférieurs à 60mn. Comment justifier une réparation sur une boîte de raccordement souterrain, sur un raccordement aéro souterrain, sur un réseau aérien sectionné en 2, 3 voir 20 mn. Le seul temps de déplacement d'un agent sur place met bien plus de temps que cela.

Par exemple, s'il est pris l'incident intervenu à BAYE, le 11 février 2014 à 12h30 sur une remontée aéro souterraine ayant duré 11 mn. Le seul trajet CHALONS/BAYE de 49 km peut durée environ une heure en camion puis il faut trouver le défaut, entreprendre les réparations.

Comment est-il envisageable et crédible d'indiquer une durée de coupure de 11 minutes sur un tel incident ?

La question est posée au concessionnaire.

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



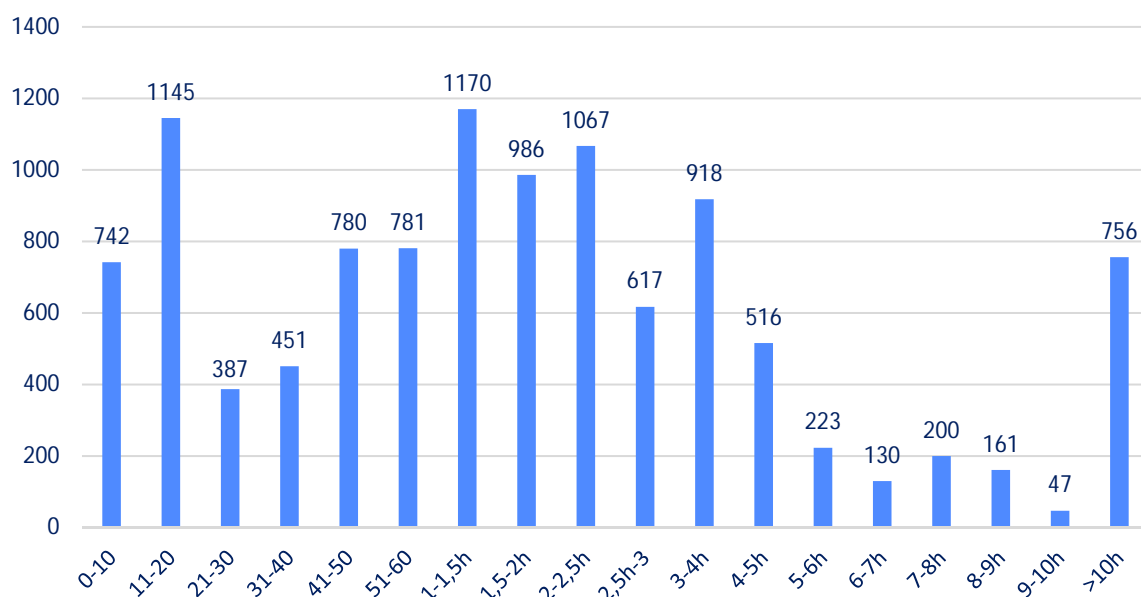
Il est à noter que 197 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (et peuvent, pour partie, entrer dans le questionnement précédent relatif aux durées de coupures annoncé dans le bilan transmis par ERDF). Sur les 151 événements restants, 24 ont une durée supérieure à 10 heures.

Commune	Durée (Min)	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nombre Total Clients coupés
REIMS	624	Plein câble synthétique	Usure naturelle	13
GUEUX	1050	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	10
CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	632	Plein câble synthétique	Usure naturelle	49
REIMS	882	Coffret hors sol BT	Usure naturelle	55
REIMS	1262	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Usure naturelle	90
REIMS	1351	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	37
ISSE	1696	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	2
VITRY-LE-FRANCOIS	1050	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	23
EPERNAY	1369	Plein câble synthétique	Usure naturelle	52
REIMS	1400	Accessoire de branchement BT	Défaut de conception	1
REIMS	1041	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	48
CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	1109	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	13
SAINT-JUST-SAUVAGE	818	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle	46
REIMS	721	Boîte de coupure souterraine BT	Usure naturelle	11
AY	715	Plein câble synthétique	Usure naturelle	6
REIMS	758	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	53
LIVRY-LOUVERCY	817	Coffret hors sol BT	Usure naturelle	0
BOUVANCOURT	607	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	8
REIMS	640	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Condensation, inondation	31
REIMS	956	Plein câble synthétique	Usure naturelle	3
BAZANCOURT	1327	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Usure naturelle	5
REIMS	727	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Incendie d'origine externe	20
REIMS	930	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Malveillance	46
EPERNAY	611	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Incendie d'origine externe	134

Sur ces 24 incidents :

- 20 se sont produits en milieu urbain,
- 19 ont pour cause « usure naturelle »,
- 11 ont pour siège le réseau souterrain.

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



La plage de temps de coupure comprise entre 2mn et 2 heures impacte le plus avec 6 442 usagers coupés (soit 58 % des usagers coupés suite à incident).

Néanmoins, 1 294 abonnés ont subi une coupure d'électricité d'une durée supérieure à 6 h (hors décret qualité) dont :

- 756 avec une coupure supérieure à 10 h,
- 187 avec une coupure supérieure à 20h,
- 2 abonnés à REIMS avec une coupure de 78 h.

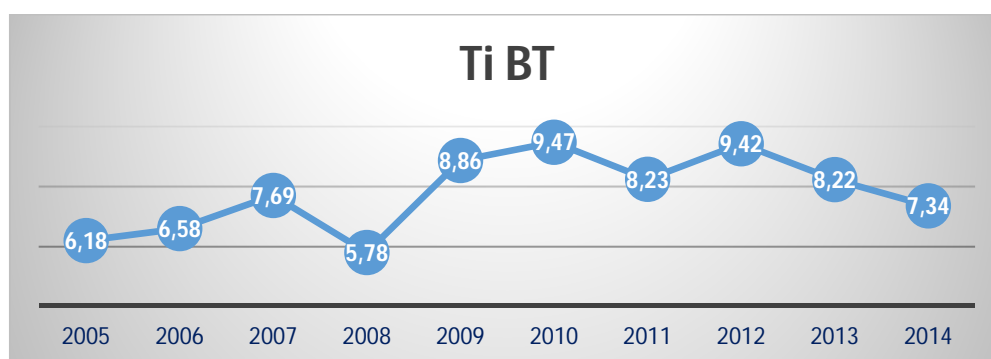
5.3.2.3. Taux d'incident par 100 km de réseau BT

En 2014, il a été dénombré 348 incidents pour une longueur de réseau BT de 4 740,54 km.

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

$$T_i = (348 \cdot 100) / 4\,740,54 = 7,34$$

On peut donc estimer une probabilité de 7,34 incidents pour 100 km de réseau.



Cette probabilité d'incident est la plus faible rencontrée depuis 2008.

5.3.2.4. Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège synthèse	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Autres accessoires BT	7	874	1,39%	375
Branchement BT	82	15 817	25,09%	2 520
Liaisons aéro-souterraine	5	980	1,55%	79
Lignes aériennes	52	6 914	10,97%	1 333
Lignes souterraines	111	28 752	45,61%	3 361
Pas de dégat	65	6 900	10,95%	2 357
Siège en attente d'identification ou non identifié	4	103	0,16%	150
Postes et transformateurs HTA/BT	22	2 696	4,28%	902
Total général	348	63 036	100,00%	11 077

Une nouvelle fois, les réseaux souterrains et leurs composantes restent les plus sensibles aux incidents avec 111 incidents soit près de 32 % du nombre total d'incidents. Cependant, il apparait que 62 de ces incidents ont pour cause « usure naturelle ».

Il en est de même pour les réseaux aériens où 20 des 52 incidents ont cette même cause. Il est également à noter que les branchements sont au deuxième rang des sièges d'incident avec un nombre de 85 (soit 24 % du total des incidents répertoriés). 51 de ces derniers ont pour cause.... l'usure naturelle.

b) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Aléas climatiques	1	15	0,02%	42
animaux	4	480	0,76%	22
Arbres et dérivés	13	1 494	2,37%	301
Cause inconnue	63	6 710	10,64%	2 334
Condensation, inondation	4	978	1,55%	162
Conducteurs déréglés	1	244	0,39%	33
Défaut de montage / tirage	7	1 792	2,84%	302
Dépassement de capacités électriques	2	231	0,37%	33
Fausse manoeuvre	2	269	0,43%	23
Malveillance	12	2 718	4,31%	234

Cause synthèse (suite)	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Mise en sécurité	1	5	0,01%	84
Mouvement de terrain	1	30	0,05%	17
Polution, corosion, incendie	14	3 130	4,97%	613
Travaux de tiers	49	6 351	10,08%	1 341
Usure naturelle	159	36 165	57,37%	5 216
Véhicule	15	2 424	3,85%	320
Total général	348	63036	100,00%	11077

La cause principale d'incident est l'usure naturelle. Elle représente à elle seule, 159 incidents et 45,6 % du nombre total d'incidents, 57,37 % du temps global de coupure et 47,1 % du nombre total de clients coupés.

Les différents sièges des incidents ayant cette cause sont les suivants :

Cause	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Usure naturelle	159	36 165	57,37%	5216
Accessoire de branchement BT	12	5 733	9,09%	360
Accessoire de dérivation HTA ou BT	14	5 170	8,20%	555
Accessoire de jonction BT	7	5 160	8,19%	169
Armement	2	110	0,17%	45
Autres accessoires BT	5	547	0,87%	250
Boîte de coupure souterraine BT	4	1 058	1,68%	145
Coffret hors sol BT	13	2 714	4,31%	367
Conducteurs nus rompus, faible section	3	518	0,82%	30
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	8	1 178	1,87%	194
Contact entre conducteurs	1	135	0,21%	18
Incidents BT avec siège sur branchement BT	39	2 769	4,39%	1 238
Ligne à conducteurs isolés	1	15	0,02%	173
Plein câble papier	1	15	0,02%	1
Plein câble synthétique	22	7 480	11,87%	648

Cause	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Poste HTA/BT: partie BT	10	731	1,16%	319
Poste HTA/BT: partie HTA	1	103	0,16%	104
Raccord, pont, bretelle	5	446	0,71%	104
Raccordement matériel - Extrémité BT	1	250	0,40%	88
Remontée aéro-souterraine BT - Extrémités	1	16	0,03%	29
Remontée aéro-souterraine : câble	4	964	1,53%	50
Siège en attente d'identification ou non identifié	2	78	0,12%	147
Transformateur HTA/BT	3	975	1,55%	182

Il est aisément pensable que l'usure naturelle est étroitement liée à l'âge du matériel et donc en lien direct avec sa durée de vie.

Dans ce cas, la cause « usure naturelle » ne devrait seulement être imputée qu'aux éléments du réseau les plus anciens. Or, sur les 159 incidents de ce type ayant eu lieu plusieurs peuvent attirer l'attention et notamment ceux-ci :

- **Commune de BEZANNES** : câble souterrain synthétique issu du poste « Broglie ».

En effet, ce poste est situé dans la zone artisanale avec des réseaux souterrains construits dans les cinq dernières années alors même que la durée de vie de ces ouvrages est de 40 ans...

- **Commune de VERTUS** : Coffret hors gel BT sur le réseau issu du poste cité Jardin.

Ces travaux ont été réalisés en 2005 et il semble inquiétant que du matériel de 11 ans d'âge soit déjà « usé » alors que comme précédemment, sa durée de vie est de 40 ans.

- **Commune de BAYE** : raccordement aéro-souterrain sur le seul départ existant issu du poste lotissement.

1 départ, 1 remontée aéro-souterraine et 2 incidents ayant la même cause à 4 h d'intervalle.

Si le premier incident peut avoir la cause « usure naturelle », le second.....

En effet si le raccordement est vétuste, il peut avoir cette cause, le 11 février 2014 à 7h36. Par contre, 4h plus tard le même jour et après avoir été réparé et donc renover, cette cause n'est plus applicable. Il eut été plus pertinent d'y appliquer la cause « mauvaise mise en œuvre » ou « défaillance du matériel ».

En résumé, s'il est plus qu'acceptable de voir utiliser cette cause sur les éléments les plus anciens (réseaux aériens nus et dérivés, câbles souterrains papiers et éléments souterrains de jonctions-derivations sur ces mêmes câbles), il semble inapproprié de l'utiliser sur les réseaux les plus récents. Dans ce cas, comme il l'avait été indiqué l'an passé les causes « mauvaise mise en œuvre », « défaillance de matériel » voir même « véhicule » seraient plus opportuns.

La juste utilisation des causes permettrait dans ce cas de faire remonter aux entreprises des malfaçons ou défauts de mis en œuvre par exemple.

De plus, quid du souhait du concessionnaire de voir augmenter la durée de vie de certains ouvrages si à peine à la moitié de leur durée de vie, ces ouvrages sont d'ores et déjà vétustes.

Néanmoins, il est à rappeler que la Marne n'a été le siège que de 348 incidents Basse Tension durant l'année 2014, soit moins d'un par jour, ce qui est le signe d'une concession en bon état de fonctionnement et d'un concessionnaire qui, même s'il n'impute pas toujours les bonnes causes à ces derniers, reste performant dans la conduite du réseau sur notre territoire et dans sa mission de service public.

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 ».

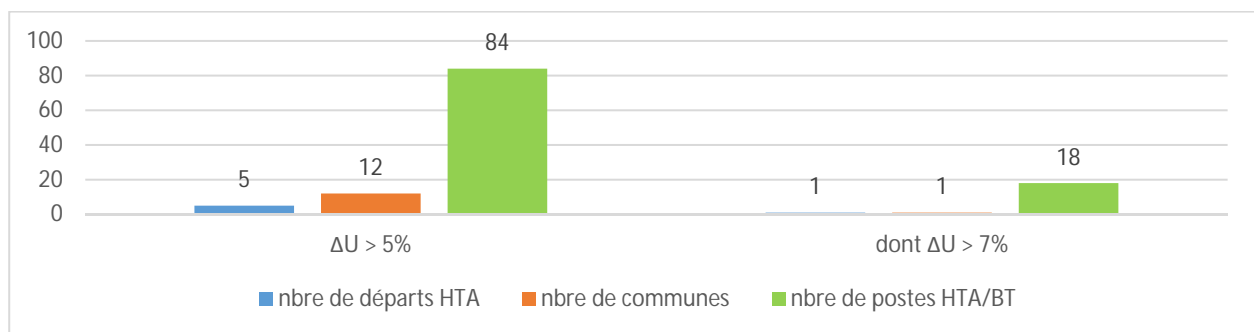
Le cahier des charges de concession du RAG dispose à cet égard que « la valeur de la tension fixée dans chaque contrat d’abonnement ne devra pas s’écarter de plus de 5%, en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension est inférieure à 60kV.... La tension mesurée au point d’utilisation en service 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, 98,7% des départs HTA entrent dans ces tolérances.

Il persiste uniquement 5 départs (388 au total) qui ont atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension dont 1 dépasse le seuil des 7 %.

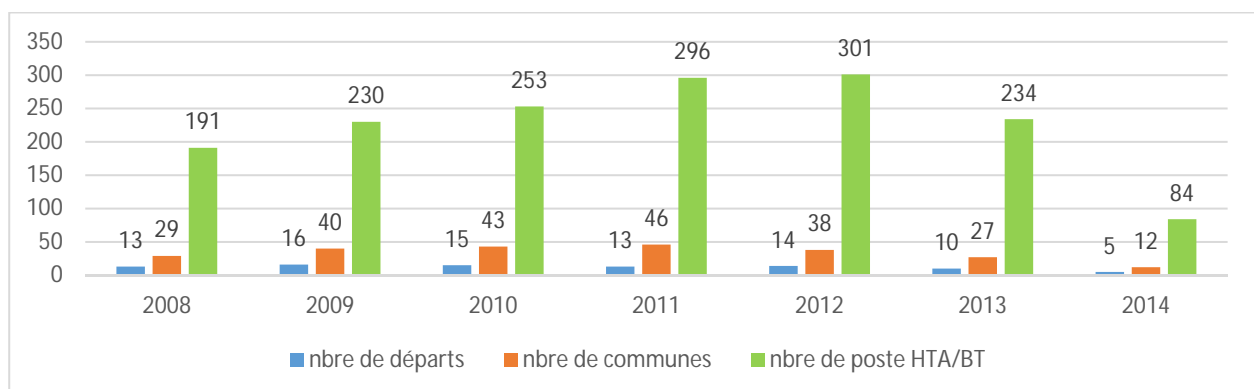
Ces 5 départs impactent 12 communes et 84 postes de transformation HTA/BT :

DEPARTS IMPACTÉS DEPASSANT LE SEUIL DE TENSION



La chute de tension maximum constatée est de 7,26 %.

EVOLUTION DES DEPARTS EN CONTRAINTE



Depuis 2012, il est constaté une forte chute du nombre de départ en contrainte de tension (-5 départs soit - 50 %) qui influe directement sur le nombre de poste HTA/BT en contrainte (-150 soit - 65 %) et donc de communes impactées (-15 soit - 55 %).

Cette baisse du nombre d’installation en contrainte s’explique par un double phénomène :

- la reprise des investissements du concessionnaire sur le réseau HTA,

- le décret qualité et son arrêté d'application datant de 2007 qui a fixé à 10 % la surtension maximale autorisée dans les réseaux HTA. Ce taux de 10 % auparavant fixé à 6 % a permis à ERDF d'augmenter la tension nominale ayant pour effet de limiter les chutes de tension dues aux pertes de transport et de transformation.

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

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
LINTHE	21	7,26%
CONNANTRE	21	7,26%
MOURME	14	5,25%
MOURMELON-LE-GRAND	14	5,25%
PARGNY	17	6,26%
PARGNY-SUR-SAULX	15	6,26%
SERMAIZE-LES-BAINS	2	5,40%
PLEURS	31	5,95%
ANGLUZELLES-ET-COURCELLES	4	5,75%
COURCEMAIN	2	5,35%
FAUX-FRESNAY	12	5,95%
GRANGES-SUR-AUBE	5	5,62%
SAINT-SATURNIN	3	5,33%
THAAS	4	5,23%
VOUARCES	1	5,46%
QUEUDE	6	5,07%
LA CHAPELLE-LASSON	6	5,07%

	Départements déjà signalés en contrainte en 2007
	Départements déjà signalés en contrainte en 2008
	Départements déjà signalés en contrainte en 2010

L'ensemble des départements signalés ci-dessous le sont depuis 2007, 2008 et 2010

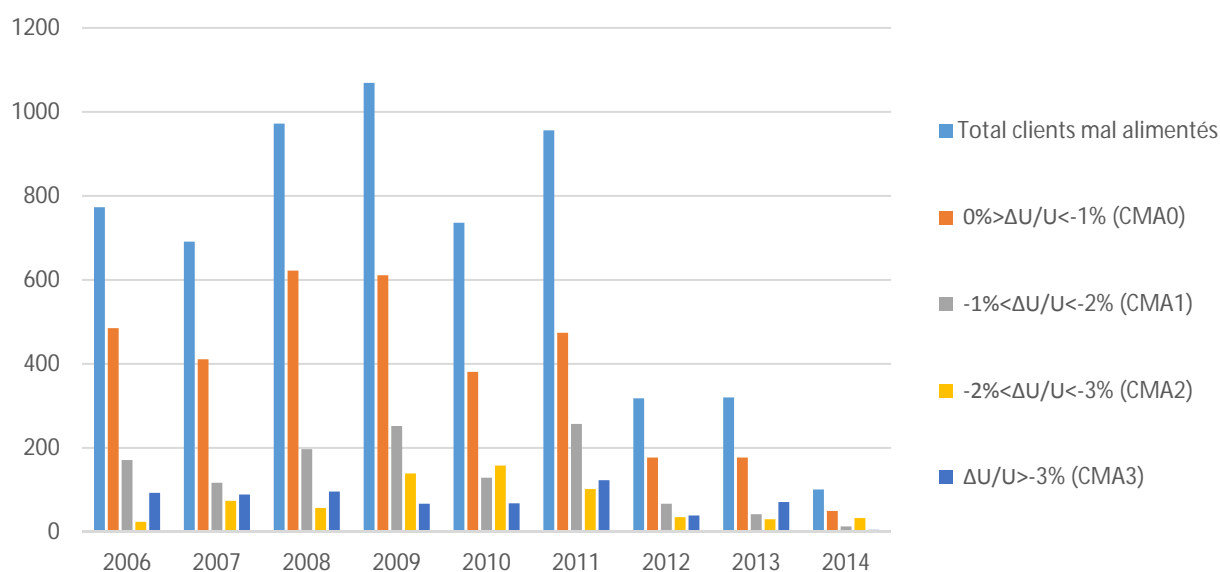
5.4.2. Le réseau basse tension (BT)

En 2014, dans la Marne, seuls 101 abonnés subissent des perturbations dues aux contraintes de chutes de tension. Cela veut donc dire que 99,99 % des abonnés marnais sont desservis en énergie électrique dans des conditions satisfaisantes au sens de l'arrêté du 24 décembre 2007 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.

Le graphique ci-après, reprend le total des clients mal alimentés (CMA) depuis 2006, avec un détail de la répartition par plage de chute de tension.

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT PLAGE DE TENSION



Les plages de tension ci-dessus représentées indiquent dans quelle situation de contrainte se situent les abonnés. $\Delta U/U$ étant la valeur de la contrainte maximum tolérée par le décret précité soit 10 %.

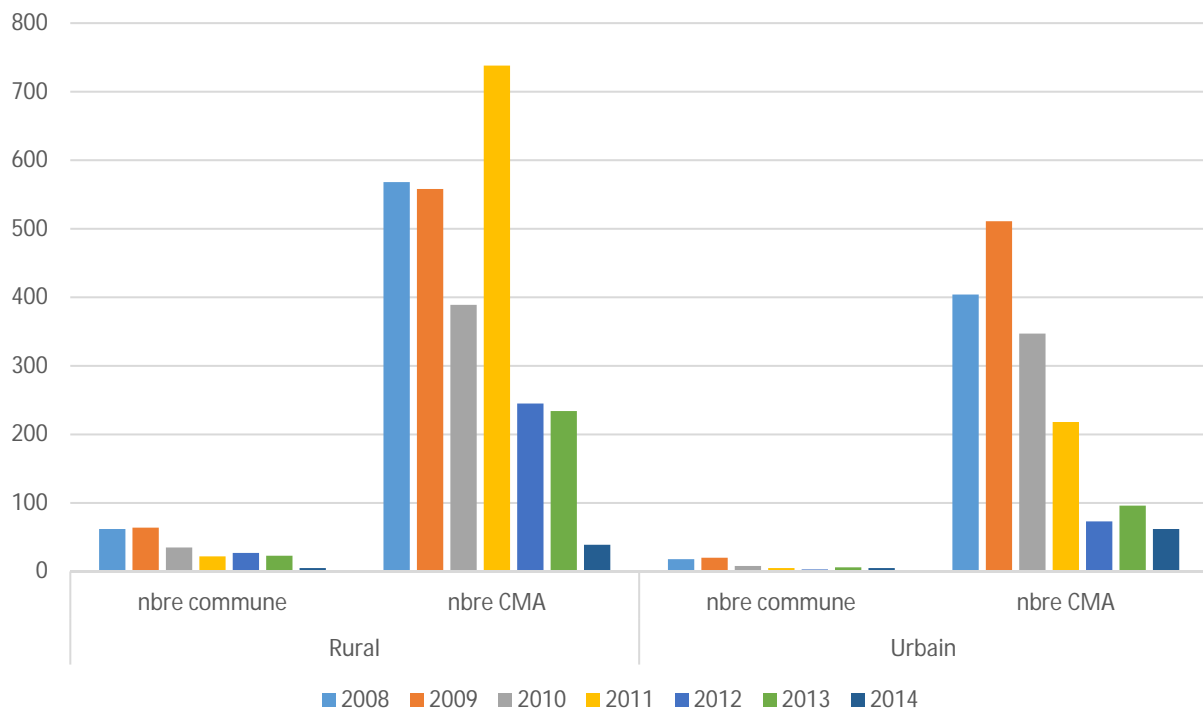
Il est constaté une baisse importante du nombre de clients mal alimentés (-219 par rapport à 2013). Les communes où sont situées les contraintes sont les suivantes :

Libellé Commune	Nom du Poste HTA/BT	Valeur Pointe de DU/U en extrémité du départ BT	CMA3 >3%	CMA2 2% à 3%	CMA1 1% à 2%	CMA0 0% à 1%	Nombre Client Mal Alimentés	Nombre d'usagers
AY	LES EAUX	10,29%				8	8	38
COOLE (*)	GRANDE RUE	11,59%		3	3		6	12
COURDEMANGES (*)	PORCHERIE PICARD	11,89%				1	1	1
COURTISOLS	RUE DE CHEPPE	13,14%		10	2	5	17	27
ECRIENNES (*)	BOURG	14,99%	2	16		1	19	32
MOURMELON-LE-GRAND	POISSONNIERS	12,03%				4	4	25
PARGNY-SUR-SAULX	LEON LEROY	9,21%				2	2	8
REIMS	LAON 282	17,65%			8	8	16	147
SUIPPES	ROUTE DE BUSSY	14,64%				17	17	22
VOUILLERS (*)	VILLAGE	13,94%	3	4		4	11	13

(*) Communes rurales

Sur ces dix communes, 4 dépendent du régime rural de distribution et 6 du milieu urbain.

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.

Les communes, relevant du régime rural et donc de la compétence du SIEM, ont été destinataires d'un avant projet sommaire expliquant la situation et les travaux à entreprendre. Dès l'acceptation des travaux par la commune, ceux-ci sont programmés et bénéficient des financements du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).

L'outil statistique GDO, à la base construit par ERDF pour être un outil de programmation et de gestion du réseau, utilise des algorithmes qui ne sont pas compatibles avec la nécessité de détail dans laquelle se situe le réseau de notre département (37 clients mal alimentés desservis par 4 départs déclarés lors du dernier inventaire départemental dans le milieu rural).

En d'autres termes, les mailles du filet de l'outil GDO d'ERDF sont trop larges pour restituer une image fidèle de la situation marnaise.

5.5. Le décret qualité

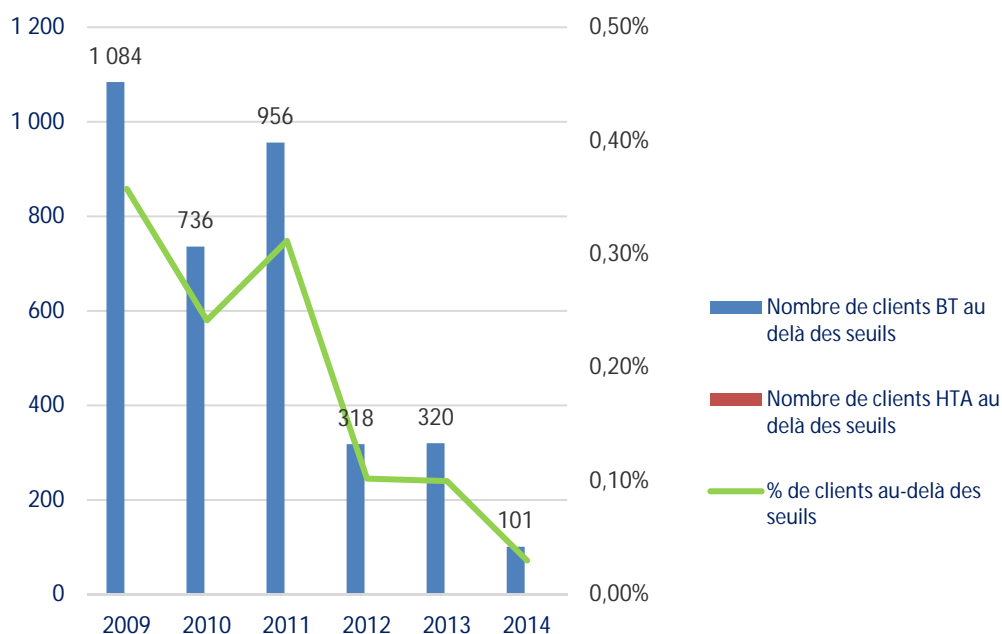
ERDF a transmis dans les délais impartis les données imposées par le décret qualité.

Tenue de la tension :

Pour rappel : la tenue de la tension précise que chaque abonné ne doit pas avoir une variation de plus ou moins de 10 % de la valeur nominale de la tension (230V) moyennée sur une durée de 10 minutes.

TENUE DE LA TENSION	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre de clients BT au delà des seuils	1 084	736	956	318	320	101
Nombre de clients HTA au delà des seuils	0	0	0	0	0	0
% de clients au-delà des seuils	0,36%	0,24%	0,31%	0,10%	0,10%	0,10%

Tenue de la tension :

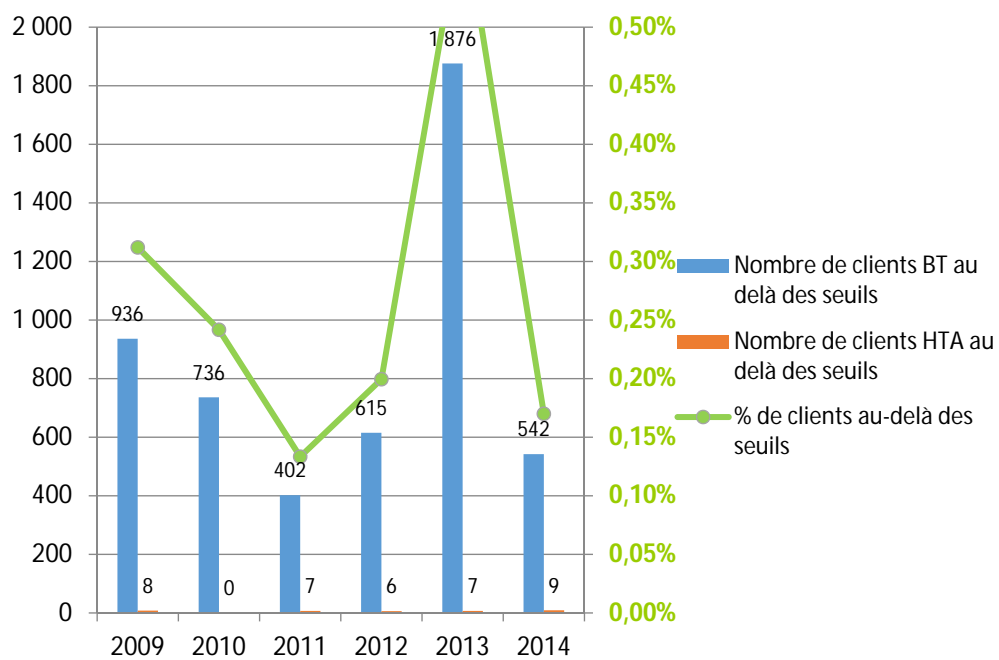


Continuité de fourniture :

La continuité de fourniture est déterminée suivant un nombre et une durée cumulée annuelle de temps de coupure par abonné.

CONTINUITÉ DE FOURNITURE	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre de clients BT au delà des seuils	936	736	402	615	1 876	542
Nombre de clients HTA au delà des seuils	8	0	7	6	7	9
% de clients au-delà des seuils	0,31%	0,24%	0,13%	0,20%	0,60%	0,17%

CONTINUITÉ DE FOURNITURE



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 marché vendue par un fournisseur alternatif (Alterna, Direct Energie, Enercoop, EDF branche commerce, GDF Suez, etc...).

Au 31 décembre 2014, le Compte Rendu d'Activité du Concessionnaire (CRAC) fait état de 316 419 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 kVa.

	Clients régulés		Clients dérégulés		TOTAL
	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)	Puissance souscrite ≤ 36 kVA	Puissance souscrite > 36 kVA	
Nombre de clients	272 187	3 576	40 241	415	316 419
Energie acheminée en kWh	1 520 534 106	405 049 569	195 918 005	42 593 171	2 164 094 851

Les usagers aux tarifs réglementés de vente représentent 87 % des usagers de l'électricité.

Les clients par communes rurales ou urbaines (au sens de la distribution publique d'électricité et de l'avenant N° 10 au CCC) :

	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)	Total par statut de communes
Communes Urbaines	210 620	2 761	213 381
Communes rurales	101 808	1 230	103 038
Total par contrat	312 428	3 991	316 419

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.

La loi NOME¹⁴ a pérennisé les tarifs réglementés « bleu » 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.

¹⁴ Loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité

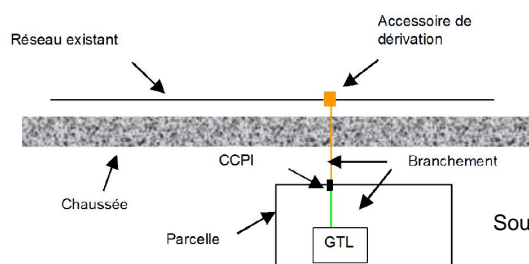
6.3. Le raccordement des usagers

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 :

Nombre de raccordements individuels neufs réalisés	2013	2014
En BT et de puissance \leq à 36 kVA	1524	1430
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau 	1347	1230
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau 	0	0
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau 	177	200
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	87	124
En HTA	13	14

Croquis d'un branchement



Source : Barème de raccordement ERDF

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

Délai moyen de raccordement d'installation de consommation de puissance \leq à 36 kVA	2013	2014
Concernant les branchements simples	46	46

L'envoi des devis de raccordement des consommateurs

Consommateurs BT individuels de puissance \leq à 36 kVA (sans adaptation de réseau)

Taux de devis envoyés dans les délais **56,3%**

Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés) **24**

Taux de réalisation des travaux dans les délais convenus	2013	2014
Consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)	96,8 %	97,6 %

6.4. La satisfaction des usagers

6.4.1. Les enquêtes de satisfaction

6.4.1.1. ERDF

ERDF évalue chaque année la satisfaction globale des usagers, particuliers et professionnels raccordés en Basse Tension. Les résultats sont, à l'échelle de la concession :

Indicateur de satisfaction	2013	2014
avec une puissance inférieure ou égale à 36 Kva		
▪ Clients particuliers	87,90%	91,10 %
▪ Clients professionnels	90,30%	90,70 %
avec une puissance supérieure à 36 Kva		
▪ Clients C2-C4 (BT et HTA)	89,00%	90,80 %
▪ Clients professionnels	92,40%	94,20 %

6.4.1.2. 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 EST¹⁵.

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

6.4.2. Les réclamations

6.4.2.1. ERDF

Aucun chiffre n'est transmis en matière de réclamations des clients par ERDF. Mais, les taux par type de protestation sont donnés à la maille de la concession.

Détail par réclamations

	2013	2014
Raccordements	3,60%	4,40 %
Relève et facturation	53,40%	55,20 %
Accueil	1,60%	1,00 %
Interventions techniques	21,00%	17,90 %
Qualité de la fourniture	20,40%	21,50 %
Total	100,00%	100,00%

Réponse aux réclamations

	2014
Taux de réponse sous 15 jours	96,70 %

¹⁵ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

6.4.2.2. EDF

Pour la première fois en 2014, EDF transmet des données à la maille de la concession.

Réclamations écrites	2013	2014
Région EDF	26 492	28 842
Concession	NC	2 100

Détail par réclamations

	2014
Accueil	14,50 %
Conseils et services	1,40 %
Contrat	8,60 %
Facturation	41,90 %
Qualité de fourniture et réseau	4,80 %
Recouvrement	26,80 %
Relation avec le distributeur	1,20 %
Relevé	0,8 %
Total	100,00%

Réponse aux réclamations

	2014
Taux de réponse sous 30 jours	93,20 %

6.5. Les usagers en difficulté

6.5.1. Les fonds de solidarité logement

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

	2010	2011	2012	2013	2014
Participation EDF au FSL	85 000	85 000	95 000	85 000	85 000
Clients C5 (tarifs bleu) aidés	306	856	223	250	nc

6.5.2. Le Tarif de Première Nécessité

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) a été institué par le décret n°2004-325 du 8 avril 2004, modifié par les décrets des 6 mars 2012 et 15 novembre 2013. 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 est renouvelable. Elle se traduit par une réduction du prix de l'abonnement et des 100 premiers kWh/mois. Le taux de réduction est de 40 à 60 % selon la composition familiale.

La loi dite « BROTTESS » augmente le nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux :

- Elle permet le bénéfice de la tarification sociale à toute personne :
 - Disposant de revenus leur donnant droit à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMUC) ou à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS),
 - Ou dont le revenu fiscal de référence annuel est inférieur à 2175 € (métropole).
- L'attribution du TPN est désormais étendue à l'ensemble des fournisseurs d'électricité,
- La trêve hivernale (15 novembre – 15 mars) protège l'ensemble des ménages en situation d'impayés au titre de leur résidence principale et maintient la puissance souscrite. EDF a pris la décision en 2014 de prolonger cette protection de 15 jours soit jusqu'au 31 mars.

L'évolution du TPN

	2010	2011	2012	2013	2014
Bénéficiaire du TPN	5 425	5 401	9 283	14 441	20 229

La crise économique, l'augmentation du prix de l'énergie et les nouveaux critères d'attribution du TPN accroissent le nombre de bénéficiaires de 5 158 soit une évolution de 40,1 % par rapport à 2012. Ils représentent 6,39 % des clients de la concession.

6.5.3. Les conseils tarifaires

A ces clients, EDF dispense des conseils tarifaires grâce à un outil de diagnostic construit sur des profil de « clients type ». Cet outil permet au concessionnaire 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	2011	2012	2013	2014
Concession	33 748	35 520	38 904	36 762

6.5.4. Le « service accompagnement énergie »

Ce service a été lancé par EDF en 2010. Il apporte aux clients en difficulté de paiement des solutions adaptées à leur situation et permet pour chaque cas :

- D'étudier des solutions immédiates pour régler le problème de paiement (vérification des données de consommation, conseil tarifaire, étude de l'octroi d'un délai de paiement).
- De mettre en place une prévention (proposition de mode de paiement adapté, conseils pour réaliser des économies d'énergie).
- D'orienter, le cas échéant, vers les dispositifs sociaux (information sur les tarifs sociaux de l'énergie, envoi d'un compte rendu d'entretien pour faciliter la demande d'aide auprès des travailleurs sociaux dans le cadre du Fonds de Solidarité pour le Logement).

En plus de ses conseils tarifaires, 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.

6.6. Les producteurs d'énergie

6.6.1. Le nombre de producteurs d'électricité de sources renouvelables

La MARNE compte 2 411 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 (pour 2014)	Nombre	Puissance délivrée
Producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque	2 337	39 393
Producteurs d'énergie d'origine éolienne	56	502 230
Producteurs d'énergie d'origine hydraulique	9	1 446
dont autres (biomasse, biogaz, cogénération ...)	9	35 859
TOTAL	2 411	578 928

Evolution

Il y a 226 producteurs en plus en 2014 soit une augmentation de 9,37 % dont :

- 209 producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque,
- 12 producteurs d'énergie d'origine éolienne,
- 2 producteurs d'énergie d'origine hydraulique,
- 3 producteurs d'autres origines (biomasse, biogaz, cogénération...).

6.6.2. Le raccordement des producteurs d'électricité de sources renouvelables

Les sites de production décentralisés d'électricité de sources renouvelables sont raccordés aux réseaux de distribution. Les raccordements de ces installations ont baissé de plus de 43 % en 2014

Raccordement d'installations de productions de puissance inférieure ou égale à 36 kVA :	2013	2014
Raccordement sans adaptation de réseau	300	168
Raccordement avec adaptation de réseau	6	4

Les données sur les raccordements

Le délai d'envoi d'un devis pour le raccordement d'installation de puissance inférieure à 3 kva à partir d'énergie renouvelables est au maximum d'un mois calendaire.

En 2014, le délai moyen national est de 27 jours.

Pour les producteurs BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)	2013	2014
Taux de devis envoyés dans les délais	75,00%	86,1%
Délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires)	38	24

VII – Les éléments financiers

7.1. La comptabilité des immobilités 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 ab initio¹⁶ mais est inscrit dans la comptabilité d'ERDF qui a pour obligation d'enregistrer tous les travaux affectant ces biens, pose et dépose, dans sa comptabilité.

7.1.1. L'enregistrement des biens dans la comptabilité d'ERDF

Pour comprendre l'enregistrement des ouvrages de la concession, il faut appréhender quelques principes de cette comptabilité concessive. Les ouvrages de la concession sont répartis suivant :

- leur catégorie (bien localisés ou non localisés),
- le statut urbain ou rural de la commune où ils se trouvent (il existe quelques exceptions),
- le maître d'ouvrage des travaux (ERDF ou SIEM).

(Voir schéma « les biens dans une comptabilité concessive » ci-contre)

7.1.1.1. Les amortissements comptables

ERDF pratique un amortissement industriel pour tous les ouvrages de la concession. De plus, le concessionnaire pratique un amortissement financier de ses financements et de ceux du concédant (SIEM), générateur de charges au compte de résultat et qui permet de calculer les indemnités de fin de contrat. Cependant, les règles d'amortissement du concessionnaire ne sont pas identiques suivant d'une part qu'il s'agisse de biens urbains ou d'électrification rurale (ER) et d'autre part suivant le maître d'ouvrage. ERDF et le SIEM ont des zones d'activités bien définies par le cahier des charges de concession où ERDF travaille en général sur les biens urbains et le SIEM sur les biens ER. Lorsque le SIEM travaille sur le réseau BT (postes de transformation compris) des communes rurales, les ouvrages qu'il transmet à ERDF pour mise en exploitation sont dit en remise gratuite (ils sont financés par le SIEM, et appartiennent à son patrimoine géré par ERDF).

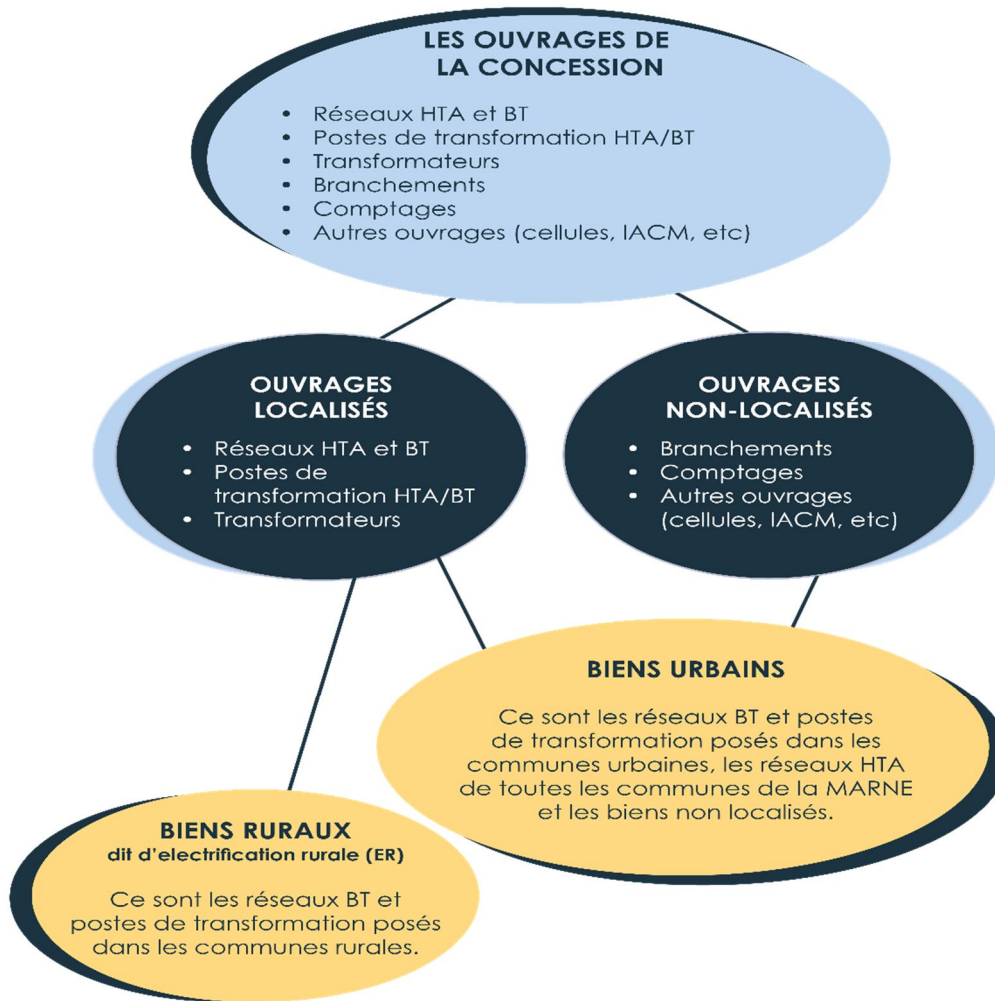
Tous les travaux financés par le concessionnaire sont amortis financièrement, seuls les biens urbains financés par le SIEM bénéficient de cet amortissement. Pendant la durée de la concession, l'amortissement des ouvrages urbains ainsi que les éventuelles provisions pour renouvellement sont utilisés comme financement du SIEM dans les opérations de renouvellement d'ouvrages effectués par ERDF.

Il est néanmoins à rappeler que contrairement aux pratiques 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.

(Voir tableau ci-contre)

¹⁶ Depuis le début

Les biens dans une comptabilité concession



Biens amortis et remise gratuite

Répartition biens amortis et biens en remise gratuite au 31 décembre 2014

Ouvrages de la concession	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

7.1.1.2. 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 renouvelée par un concessionnaire qui n'est pas le propriétaire des ouvrages. Pour peu qu'il ait à effectuer ces renouvellements en fin de contrat, il subit une moins value patrimoniale que les provisions pour renouvellement lui permettent d'anticiper. Elles sont annuellement passées en charge en supplément de l'amortissement du bien 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 36¹⁷ 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.

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'utilisateur**.
- **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.

Les provisions pour renouvellement (évolution sur cinq ans)

Montants en k€	2010	2011	2012	2013	2014
Ouvrages localisés	77 249,82	76 326,33	74 734,68	74 575,89	74 118,48
Ouvrages non localisés	26 001,11	25 927,97	23 101,68	20 933,65	18 543,57
Total	103 250,93	102 254,30	97 836,36	95 509,54	92 662,05

Inexorablement, les provisions pour renouvellement baissent. Logiquement puisque les ouvrages anciens qui portaient ces provisions sont peu à peu remplacés par du matériel plus performant. Artificiellement aussi par l'allongement des durées de vie de certains biens dont la date de renouvellement dépasse maintenant la date de fin du contrat de concession. De plus, ces chiffres ne tiennent pas compte de la signature des avenants n°9 et 10 au CCC relatifs respectivement à la localisation des ouvrages et au statut des communes qui vont accentuer la chute des provisions pour renouvellement. Il faudra attendre les données arrêtées au 31 décembre 2015 pour avoir un aperçu de la situation financière de la concession à jour des nouvelles règles du contrat de concession.

Mais cette baisse drastique des provisions pour renouvellement renvoie à une interrogation. ERDF en ne voyant que ce que les provisions pour renouvellement pouvait lui coûter à la fin des contrats (encore eût-il fallu que nous ayons souhaité quitter notre concessionnaire), **n'a-t-il pas oublié l'objectif premier de ces provisions, c'est-à-dire le renouvellement des ouvrages**. Qui peut dire combien d'euros, dans les 10 588 k€ de provisions disparues entre 2010 et 2014, ont été utilisées pour l'amélioration des ouvrages de la distribution de l'électricité ?

¹⁷ Devenu en 2011, l'article L 322-5 du code de l'énergie

7.2. La valeur financière du patrimoine (d'après les données ERDF)

La valeur financière des ouvrages localisés et non localisés de la concession correspond à tous les ouvrages posés sur la concession sans distinction de biens urbains ou d'électrification rurale et de maître d'ouvrage.

<i>Montants en k€</i>	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Valeur brute d'actif	515 998,19	196 669,43	712 667,61
Amortissement industriel	202 652,10	80 141,17	282 793,27
Valeur nette comptable	313 346,09	116 528,26	429 874,34
Valeur de remplacement	709 077,82	246 920,94	955 998,76
Provisions pour renouvellement	74 118,48	18 543,57	92 662,05

Evolution du patrimoine (en euros)

<i>Montants en k€</i>	2011	2012	2013	2014
Valeur brute d'actif (VBA)	623 407,40	655 158,20	681 640,97	712 667,61
Amortissement industriel (AMORT)	274 143,36	255 111,77	268 274,53	282 793,27
Valeur nette comptable (VNC)	349 264,04	400 046,43	413 366,44	429 874,34
Valeur de remplacement	860 491,96	904 022,11	931 854,05	955 998,76

La valeur brute de la concession a augmenté de 4,55 %. Cet accroissement correspond aux travaux exécutés sur le réseau et enregistrés dans les fichiers comptables.

7.2.1. Les ouvrages localisés

Pour rappel, les ouvrages localisés sont 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. Ils représentent 72,4 % des ouvrages de la concession. Les canalisations souterraines majoritaires sur la concession représentent 52,95 % de tous les ouvrages de la concession et 73,13 % des ouvrages localisés.

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

<i>Montants en k€</i>	Valeur brute	Cumul des amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provision pour renouvellement
Canalisations souterraines	377 364,09	116 959,77	260 404,32	477 934,06	30 396,18
Canalisations aériennes	72 560,91	48 360,15	24 200,76	139 687,75	33 977,80
Postes de transformation HTA/BT	63 086,08	36 043,84	27 042,25	88 175,44	9 585,82
Autres ouvrages localisés	2 987,10	1 288,35	1 698,75	3 280,57	158,67
Total	515 998,19	202 652,10	313 346,08	709 077,82	74 118,48

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

Comme précisé plus en avant, les ouvrages non localisés vont, avec la mise en place de l'avenant n°9 dit protocole ERDF – FNCCR, subir un profond bouleversement. D'ouvrages non localisés répartis au prorata des clients sur la région Est et géré par la méthode FIFO (Fist in, First out), c'est-à-dire premier entré, premier sorti qui ne tient pas compte de la réalité du terrain, ces biens vont devenir ouvrages localisés, être enregistrés individuellement, rattachés à un lieu précis, avoir un inventaire physique et comptable et un statut urbain ou rural suivant la commune. Les premiers ouvrages à être concerné par ce changement sont les transformateurs. Au 1^{er} janvier 2015, ils ont été localisés. Les colonnes montantes et les branchements devraient suivre... Pour les compteurs, Linky sera dès son installation localisé, les anciens compteurs ne le seront pas et il faudra attendre la fin des changements de compteurs pour avoir ce type d'ouvrage complètement localisé, c'est-à-dire vers 2020.

Ainsi dans quelques années, les ouvrages non localisés auront quasiment disparu. En conclusion, on peut s'en féliciter car c'est tout de même une hérésie de connaître les usagers de la concession (ce qui est un minimum) et de n'avoir qu'un chiffre approximatif des branchements, au prorata des clients de la concession sur une base régionale. Il en est de même pour les transformateurs. Le concessionnaire transmet un inventaire des postes de transformation par communes, il doit être en mesure de dire quel type et combien de transformateurs sont installés dans ces postes. Mais on peut aussi regretter que ce changement se fasse en milieu de contrat avec des modifications importantes sur les créances et dettes réciproques calculées en fin de contrat.

Pour information, la répartition par type d'ouvrages non localisés au 31 décembre 2014

Montants en k€	Valeur brute	Cumul des Amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provision pour renouvellement
Autre type de bien	3 283,19	2 055,28	1 227,90	4 515,07	859,81
Branchement	127 045,53	41 738,46	85 307,07	163 149,49	11 397,34
Colonne	14 061,16	4 681,57	9 379,59	18 319,24	1 561,79
Compteur - réseau de distribution	14 118,15	11 480,36	2 637,79	14 118,15	0,00
Matériel de comptages	16 485,76	9 000,84	7 484,92	16 485,76	0,00
Transformateur	21 675,64	11 184,65	10 490,99	30 333,24	4 724,62
Total	196 669,43	80 141,17	116 528,26	246 920,94	18 543,57

Les ouvrages non localisés représentent 27,60 % des ouvrages de la concession et dans le détail :

	Taux / ouvrages concession
Autre type de bien	0,46%
Branchement	17,83%
Colonnes	1,97%
Compteur - réseau de distribution	1,98%
Matériel de comptages	2,31%
Transformateur	3,04%
Total	27,60%

Quelle sera la valeur de ces catégories d'ouvrages quand ils seront des ouvrages localisés ?

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)**
Comme précisé auparavant, les travaux d'extension ont été sortis du calcul de la redevance R2 par l'avenant n°7 au CCC. De financement non affecté, le remboursement de ces travaux est devenu un financement du concessionnaire alors même que les liquidités de cette PCT proviennent du TURPE, lui-même perçu de l'utilisateur. **Elle devrait donc être assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE.**

Les investissements enregistrés (ouvrages localisés et non localisés) en 2014 (en K€)

	Financements ERDF	Financements SIEM	TOTAL
2005*	42,61	0,00	42,61
2006*	4 304,27	-166,29	4 137,98
2007*	-8 262,01	-112 191,00	-120 453,01
2008*	34 517,35	-33 954,38	562,97
2009*	21 253,72	-31 485,77	-10 232,05
2010*	-1 388,97	-14 046,68	-15 435,65
2011*	19 789,53	-21 875,58	-2 086,05
2012*	663 351,59	91 581,20	754 932,78
2013*	6 893 222,19	4 516 231,28	11 409 453,47
2014	12 453 343,81	11 074 171,61	23 527 515,41
TOTAL	20 080 174,07	15 468 264,38	35 548 438,45

* Régularisation enregistrement travaux années antérieures

CONCLUSION

Comme les années précédentes, 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. Néanmoins, on retiendra les causes et durées parfois surprenantes des incidents répertoriés et la baisse des investissements sur le patrimoine du concessionnaire.

Dans les années à venir, le SIEM restera vigilant sur la mission de service public, les efforts à fournir pour parvenir à se maintenir à un niveau de distribution de l'énergie excellent, la sincérité des enregistrements des travaux et le grand chantier de ces dernières années de contrat : le renouvellement du cahier des charges de concession.



votre Collectivité

ÉNERGÉTIQUE



Syndicat Intercommunal d'Énergies de la Marne

2 place de la Libération - BP 352

51022 CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE Cedex

Tél : 03.26.64.13.22 / Fax : 03.26.64.95.68

siem@siem51.fr / www.siem51.fr



web